

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
КАФЕДРА БУРЕНИЯ СКВАЖИН



ПРОБЛЕМЫ НАУЧНО- ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В БУРЕНИИ СКВАЖИН

*Сборник докладов Всероссийской научно-технической
конференции с Международным участием,
посвященной 60-летию кафедры бурения скважин*

Издательство
Томского политехнического университета
2014

УДК 622.24(063)
ББК 33.131л0
П781

П81 Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин: Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции с Международным участием, посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 473 с.

ISBN 978-5-98298-569-9

В материалах сборника представлены результаты научных исследований по вопросам бурения геологоразведочных, технических, нефтяных и газовых скважин, проведения горно-разведочных выработок. Тематики докладов посвящены следующим темам: разрушение горных пород, упрочнение породоразрушающего инструмента, скважинная гидродобыча руды, подземное выщелачивание урана, новые подходы к изучению буровых растворов и цементированию обсадных колонн, поиск новых путей получения информации с забоя в процессе бурения. Даны решения ряда актуальных вопросов при проведении горно-разведочных выработок. Обсуждены проблемы экономики процесса бурения, подняты вопросы подготовки высококвалифицированных специалистов буровой отрасли и мотивирования молодежи к научно-исследовательской деятельности.

Все доклады представлены в оригинальной авторской редакции, без исправлений и изменений. Авторы несут ответственность за достоверность содержания публикуемых материалов, в том числе, достоверность результатов исследований, методов их обработки и общий смысл статьи, а также несет ответственность за другие нарушения права интеллектуальной собственности.

УДК 622.24(063)
ББК 33.131л0

Технический редактор
Старший преподаватель
кафедры бурения скважин ИПР
А.В. Епихин

ISBN 978-5-98298-569-9 © ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2014
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2014

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемые коллеги!

От имени Национального исследовательского Томского политехнического университета и от себя лично сердечно приветствую участников Всероссийской научно-технической конференции «ПРОБЛЕМЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В БУРЕНИИ СКВАЖИН»!

Конференция приурочена к празднованию шестидесятилетия кафедры бурения скважин, которая является преемницей кафедр техники разведки месторождений полезных ископаемых и бурения нефтяных и газовых скважин. В рамках этого общего юбилея будет вполне уместным отметить шестидесятилетие первого выпуска горных инженеров по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» и тридцатилетие кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

Юбилеи – хороший повод обратиться к своим историческим корням, в нашем случае – к самому началу прошлого столетия, к открытию в Томском технологическом институте Императора Николая II горного отделения, в недрах которого родилась горно-геологическая школа академиков Обручева-Усова. Она явилась родоначальницей горно-геологического образования и горно-геологической науки в азиатской части России, сыграла и продолжает играть сегодня важнейшую роль в открытии, изучении и освоении минеральных богатств нашей страны.

Началом подготовки к открытию кафедры техники разведки месторождений полезных ископаемых следует считать 1927 год. Именно в этом году Сибгеолком (Западно-Сибирское отделение Геологического комитета), который возглавлял М.А. Усов, получил первые станки вращательного бурения Крелиус. До этого в разведочном деле

применялись только станки ударно-канатного бурения типа Кийстоун. Освоение новой техники и внедрение ее в практику разведочных работ М.А. Усов поручил И.А. Молчанову. Во дворе Сибгеолкома (ныне это 6-й учебный корпус ТПУ по ул. Усова, 9) появилась буровая установка, и под руководством И.А. Молчанова началась курсовая подготовка буровых мастеров «крелиусного бурения». В конце 1931 г. И.А. Молчанов возглавил кафедру разведочного дела, которая разместилась на площадях 6-го учебного корпуса. Во дворе корпуса развернулся буровой полигон со станками ударно-канатного бурения Кийстоун, КАМ-500 и др. В самом корпусе, в одной из аудиторий (сегодня это аудитория № 107), пол опустили на 2 метра и смонтировали буровую установку, на которой студенты стали осваивать практические навыки бурения.

Именно от кафедры разведочного дела впоследствии и отделилась самостоятельная кафедра техники разведки месторождений полезных ископаемых. Но прежде на кафедре разведочного дела, которую в 1944 году возглавил А.А. Белицкий, были развернуты научные исследования в области бурения скважин (П.Ф. Пальянов, В.И. Молчанов, И.С. Митюшкин, В.М. Матросов, В.П. Кренделев), а в 1949 году открыта подготовка по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

В 1952 году на кафедру разведочного дела приехал работать из Москвы молодой кандидат наук, выпускник Московского геологоразведочного института С.С. Сулакшин. Именно ему в 1954 году было суждено возглавить открывшуюся кафедру техники разведки месторождений полезных ископаемых и быть ее бессменным руководителем на протяжении 32 лет, а связанным с самой кафедрой – без малого 60 лет. Благодаря С.С. Сулакшину, кафедра в период своего

наибольшего расцвета, к которому я отношу последние двадцать лет его руководства коллективом, была среди родственных кафедр одной из лучших в стране.

В 1982 году руководство Томского политехнического принимает решение об открытии на базе кафедры техники разведки месторождений полезных ископаемых еще одной специальности – «Бурение нефтяных и газовых скважин». Общий прием на две специальности составил 125 человек очной формы обучения и 50 – заочной. При таких масштабах вполне естественно возникло предложение об открытии самостоятельной кафедры бурения нефтяных и газовых скважин. Это событие произошло 1 сентября 1984 года. Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин вначале располагалась в 8-м учебном корпусе, а позже – в 15-м. Ядро новой кафедры составили выпускники кафедры техники разведки месторождений полезных ископаемых, а возглавил кафедру Ю.Л. Боярко, один из первых выпускников специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых».

Но так распорядилась история (существенное снижение в стране объемов геологоразведочного и эксплуатационного бурения, вследствие чего прием на эти две специальности снизился в разы), что судьбам двух кафедр – техники разведки месторождений полезных ископаемых и бурения нефтяных и газовых скважин – суждено было слиться в одну. В 2003 году в результате их объединения была образована кафедра бурения скважин Института геологии и нефтегазового дела, ныне Института природных ресурсов ТПУ. И расположилась новая кафедра в 6-м учебном корпусе, из которого когда-то и вышла...

За шесть десятилетий своего существования кафедра бурения скважин подготовила более 3 тысяч специалистов, среди которых очень

многие сделали себе имя на высочайшем профессионализме и преданности своему делу.

Не сомневаюсь, что все вопросы повестки дня конференции, посвященной проблемам научно-технического прогресса в бурении скважин и подготовки кадров для реализации этого прогресса, будут исчерпывающе рассмотрены. Мне, как выпускнику кафедры техники разведки месторождений полезных ископаемых, ученику профессора С.С. Сулакшина, соавтору Степана Степановича по его последней работе – учебнику «Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ» (2011 г.), в прошлом – заведующему кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, декану факультета геологоразведки и нефтегазодобычи, директору Института геологии и нефтегазового дела ТПУ, а ныне – профессору кафедры бурения, представляется очень важным, что, «сверив часы» на данном рубеже, мы должны продвинуться дальше. Прежде всего – в поиске ответов, с помощью которых мы могли бы ослабить имеющиеся в нашей профессиональной сфере проблемы. Желаю всем успешной и плодотворной работы!

**Ректор Национального
исследовательского Томского
политехнического университета,
профессор**

П.С. Чубик

Секция 1

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПРИ ОТРАБОТКЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

И.Б. Бондарчук

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Весь комплекс работ при реализации скважинной гидродобычи (СГД) можно разделить на четыре технологических процесса: бурение (сооружение) скважин, отработка продуктивных пластов (выемка горных пород), переработка продуктов добычи, подготовительно-заключительные работы (производство рабочих агентов, прокладка коммуникаций, монтажно-демонтажные работы, рекультивация и др.).

Одним из наиболее трудоемких технологических процессов СГД является отработка продуктивных пластов, основным назначением, которого является отделение горных пород от массива и их доставка в виде гидросмеси (пульпы) на поверхность. С целью углубленного и систематизированного представления о данном процессе нами была разработана классификация технологических операций СГД при отработке продуктивных пластов (см. рис.). При этом выделены 3 группы технологических операций: основные, вспомогательные и операции управления скважинными гидродобычными снарядами.

Основные технологические операции – операции, выполняемые в течение всего процесса выемки горных пород. К ним относятся: разрушение горных пород (отделение горных пород от массива), всасывание и подъем гидросмеси на поверхность, доставка гидросмеси к пульпоподъемному устройству.



Рис. Классификация технологических операций СГД по отработке продуктивных пластов

Разрушение горных пород в процессе СГД может осуществляться следующими способами: гидродинамический (гидромониторный, гидроударный и депрессионный), механический и их комбинации [10].

Всасывание и подъем гидросмеси на поверхность в процессе СГД может осуществляться следующими способами: разряжением, вытеснением, механическим и их комбинацией. При этом разряжение в очистной камере можно создавать эрлифтами, гидроэлеваторами (эжекторными насосами) и вихревыми устройствами [10].

Доставка гидросмеси к пульпоподъемному устройству в процессе СГД может осуществляться принудительно и самотеком. При этом к способам принудительной доставки относятся:

- разряжение, которое создаётся эрлифтом, гидроэлеватором и вихревым способом;

- вытеснение, которое создается противодавлением в выемочной камере рабочим агентом;
- гидромониторный, осуществляющийся за счет использования высоконапорных струй жидкости, истекающих из специальных гидромониторов [1].

Самотечный способ доставки гидросмеси реализуется за счет формирования днища обрабатываемой камеры конусной формы. При этом конусная форма камеры может формироваться за счет угла естественного откоса, либо за счет применения гидромониторов со специально расположенными гидромониторными насадками [2].

Вспомогательные технологические операции – операции, выполняемые по мере необходимости в процессе выемки горных пород. К ним относятся: расчистка приемных отверстий пульпоподъемного устройства, бурение пилотного ствола и обеспечение устойчивости кровли добычных камер.

Расчистка приемных отверстий пульпоподъемного устройства. Неравномерность разрушения горных пород, наличие в пласте неоднородностей, обрушение кровли, недостаточное разубоживание гидросмеси в процессе СГД приводят к частой закупорке (забивке) приемных отверстий (всаса) пульпоподъемного устройства. При этом могут использоваться следующие способы расчистки приемных отверстий пульпоподъемного устройства:

- гидродинамический, который в свою очередь разделяется на:
 - гидромониторный, осуществляющийся с помощью специальных расштыбовочных насадок, которые формируют гидромониторные струи, направленные в сторону всаса [3];
 - гидроимпульсный, реализующийся с помощью формирования гидравлических возмущений (ударных волн) в призабойной зоне

скважины эрлифтами, гидроэлеваторами, пневмоизлучателями, взрывами, гидродинамическими генераторами, акустическими излучателями, а также путем расхаживания и вращения скважинного гидродобычного снаряда.

- механический, который осуществляется с помощью обечаек, лопастей, заостренных штырей или других разрушающих элементов, входящих в состав скважинных гидродобычных снарядов [4];
- пневматический, реализующийся с помощью подачи в зону всаса сжатого воздуха через специальные пневматические забойные устройства (газовые аккумулирующие капсулы высоко давления) [5]
- комбинированный.

Бурение пилотного ствола в процессе СГД можно реализовывать скважинным гидродобычным снарядом без замены буровой компоновки на гидродобычный снаряд, что позволит повысить производительность работ за счет мобильности перехода от одного процесса к другому. Данную технологическую операцию можно реализовывать по трем технологическим схемам:

- бурение пилотного ствола в процессе добычи [4, 6, 7];
- бурение пилотного ствола и последующая добыча [11, 12];
- бурение пилотного ствола с одновременной обсадкой и последующая добыча [11, 12].

Обеспечение устойчивости кровли добычных камер. В процессе отработки продуктивных пластов методом СГД образуются очистные камеры. При этом, если кровля сложена относительно неустойчивыми породами, то может происходить ее обрушение. Обеспечить устойчивость кровли добычных камер можно с помощью следующих способов:

- создание искусственной кровли (горной крепи) [9, 13];

- применение специальных систем разработки продуктивного пласта, к которым можно отнести: оставление целиков [8]; последовательную отработку секторов по заходкам [14], закладку выработанного пространства [14], создание противодавления в камере рабочими агентами (вода, сжатый воздух) [4, 15]; формирование камеры диаметром, не превышающим свод естественного обрушения [9];
- комбинированный.

Технологические операции по управлению скважинными гидродобычными снарядами – операции, по манипулированию снарядами в процессе выемки горных пород. К ним относятся: регулирование режимов работы, спуско-подъемные операции и вращение.

Регулирование режимов работы скважинных гидродобычных снарядов может обеспечивать их работу в трёх режимах: совмещенная работа гидромониторного и пульпоподъемного устройств, автономная работа гидромониторного устройства, автономная работа пульпоподъемного устройства. Для выполнения данной регулировки можно использовать следующие технические решения: клапана, закрывающие и открывающие каналы для подачи рабочих агентов [11]; отдельные каналы для подачи рабочих агентов на гидромониторное и пульпоподъемное устройства [12], включение и выключение подачи рабочих агентов [7].

Вращение и спуско-подъемные операции. В процессе СГД полезных ископаемых при использовании совмещенных гидродобычных снарядов может возникать сложность по выполнению операций их вращения и спуско-подъема. Это объясняется наличием у снарядов специальных двойных колонн труб, что требует нестандартной устьевой обвязки, и невозможностью использования вращателей

буровых установок. Кроме того в связи с наличием малого зазора между снарядом и обсадными трубами, при вращении снарядов с поверхности, повышается вероятность их заклинивания и отвинчивания низа обсадной колонны. Указанные проблемы можно решить за счет:

- снижения количества трубопроводов в конструкции гидродобычных снарядов [11, 16];
- использования забойных гидравлических двигателей, выполненных на базе турбобура или винтового двигателя [6], а также – на базе сегнерова колеса [16].

Приведенная классификация систематизирует и обобщает информацию о технологических операциях при отработке продуктивных пластов в процессе СГД, что значительно упростит методику их выбора и усовершенствования для повышения производительности добычи полезных ископаемых.

Литература

1. Авторское свидетельство № 374453 СССР МПК E21C45/00. Скважинная гидромониторная установка. Аренс В.Ж., Зубакин Ю.С. и др. Заявлено 22.12.1969; опубл. 20.03.1973, Бюл. № 15. – 4 с.
2. Авторское свидетельство № 1317131 СССР МПК E21C45/00. Скважинный гидромониторный агрегат. Черней Э.И., Петрищев В.В. и др. Заявлено 12.12.1985; опубл. 15.06.1987, Бюл. № 22. – 3 с.
3. Авторское свидетельство № 1320419 СССР МПК E21C45/00. Скважинный гидромониторный агрегат. Фонберштейн Е.Г., Черней Э.И. и др. Заявлено 17.01.1986; опубл. 30.06.1987, Бюл. № 24. – 3 с.
4. Авторское свидетельство № 1370244 СССР МПК E21C45/00. Устройство для скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Бабищев Н. И., Абрамов Г. Ю. и др. Заявлено 07.07.1986; опубл. 30.01.1988, Бюл. № 4. – 3 с.
5. Авторское свидетельство № 1273565 СССР МПК E21C45/00. Скважинный гидромониторный агрегат. Черней Э.И., Смирнов М.М. и др. Заявлено 30.07.1985; опубл. 30.11.1986, Бюл. № 44. – 3 с.
6. Авторское свидетельство № 1265341 СССР МПК E21C45/00. Устройство для скважинной гидродобычи матермалов. Черней Э.И., Смирнов М.М. и др. Заявлено 18.04.1985; опубл. 23.10.1986, Бюл. № 39. – 2 с.

7. Авторское свидетельство № 1229346 СССР МПК E21C45/00. Устройство для скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Шпак Д.Н., Аренс В.Ж. и др. Заявлено 14.12.1983; опубл. 07.05.1986, Бюл. № 17. – 3 с.
8. Авторское свидетельство № 611001 СССР МПК E21C45/00. Способ скважинной гидродобычи. Бабичев Н.И., Черней Э.И., Кройтор Р.В. Заявлено 10.10.1975; опубл. 15.06.1978, Бюл. № 22. – 3 с.
9. Авторское свидетельство № 1278446 СССР МПК E21C45/00. Способ сооружения геотехнологических скважин. Смирнов М.М., Черней Э.И. и др. Заявлено 30.07.1985; опубл. 23.12.1986, Бюл. № 47. – 3 с.
10. Бондарчук И.Б., Рябчиков С.Я. Современные представления о технологических процессах при отработке продуктивных пластов методом скважинной гидродобычи // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 180–190.
11. Патент на изобретение № 2302526 Россия МПК E21C45/00. Snряд для скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых. Бондарчук И.Б., Рябчиков С.Я., Лунев В.И. и др. Заявлено 27.01.2006; опубл. 10.07.2007, Бюл № 19.
12. Патент на изобретение № 2301337 Россия МПК E21C45/00. Snряд для скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых. Бондарчук И.Б., Рябчиков С.Я., Лунев В.И. и др. Заявлено 26.01.2006; опубл. 20.06.2007, Бюл № 17.
13. Патент на изобретение № 2101507 Россия МПК E21C45/00. Устройство для крепления кровли добычных камер при скважинной гидродобыче полезных ископаемых. Бабичев Н.И., Николаев А.Н. и др. Заявлено 29.10.1996; опубл 10.01.1998, Бюл № 15.
14. Патент на изобретение № 2086768 Россия МПК E21C45/00. Способ скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Бабичев Н.И., Сухолинский-Местечкин С.Л., Виноградов С.А. Заявлено 17.04.1995; опубл 10.08.1997, Бюл № 2.
15. Патент на изобретение № 2447287 Россия МПК E21C45/00. Способ извлечения материалов из мощных подземных формаций. Цурло Е.Н., Чекаров Д.А., Янушенко А.П. Заявлено 26.08.2010; опубл 10.04.2012.
16. Патент на полезную модель № 89610 Россия МПК E21C45/00. Snряд для скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Бондарчук И.Б., Рябчиков С.Я., Лунев В.И. и др. Заявлено 06.07.2009; опубл. 10.12.2009, Бюл № 34 – 2 с.

СКВАЖИННАЯ ПЕЧАТЬ С ОРИЕНТАТОРОМ

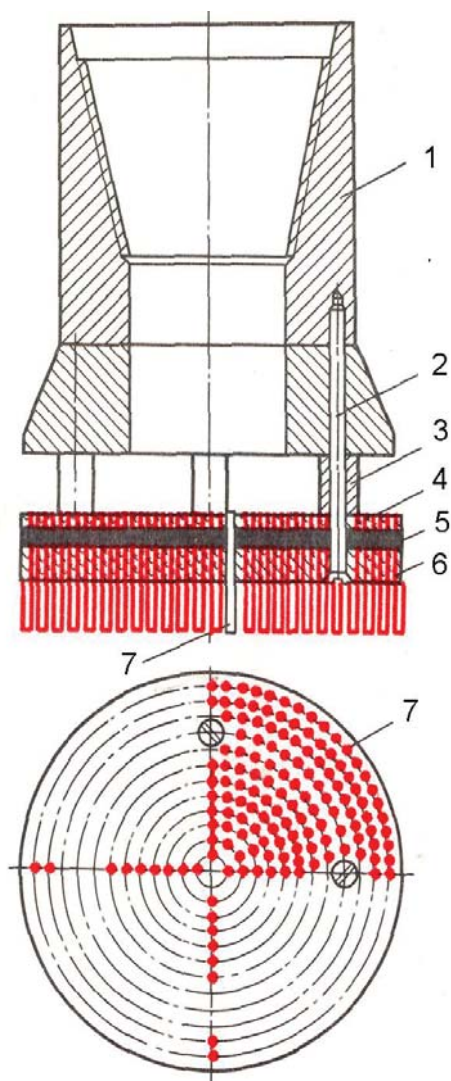
В.И. Брылин

Национальный исследовательский

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для обнаружения и определения места и характера нарушения бурильной колонны и для получения представления о аварийном объекте (коронка, долото, шарошка и др.) или постороннем предмете,

находящемся в скважине, применяют скважинные печати различных видов. Для получения на торцевой поверхности отпечатков предметов, находящихся в скважине используют печати свинцовые, либо применяют вместо свинца сплавы-заменители, в частности, материалы, состоящие из алюминия (90-98,5 %) и сурьмы (1,5-2 %) или других материалов. Хорошие оттиски дают печати, изготовленные из материала, обладающего высокими пластическими свойствами, следующего состава: алюминиевая пудра 45-50 %, эпоксидная смола 18-27%, касторовое масло 15-20 % и стеарин 10-12%[1]. При изготовлении торцевой печати необходимо по всей рабочей поверхности



перед заливкой свинцом или другим вязущим веществом сделать проволочную арматуру на 2—3 мм меньше высоты свинцовой или мастичной основы. После этого печать заливают материалом, на котором должны получить отпечаток. У плоских печатей не должно быть выступающих за корпус кромок. При наличии последних печать может в процессе спуска или подъема оборваться, что усложняет аварию. Применяемые печати данного вида,

Рис. 1. Печать объемная (ПОУ):
1 – корпус; 2 – винт; 3 – втулка; 4 –
плита стопорная; 5 – эластичная
прокладка; 6 – плита направляющая;
7 – стержни

как правило, одноразовые и позволяют получить только поверхностный неориентируемый отпечаток, причем, если место слома имеет очень острые кромки возможно оставление в скважине узлов печати.

Для многократного использования и получения отпечатка глубиной 3 см и даже более используют серийные объемные универсальные печати (ПОУ) диаметром от 112 до 370 мм [1]. Особенность печати ПОУ (рис. 1) заключается в возможности ее многократного использования и получения отпечатка с помощью выдвинутых стержней. Перед спуском в скважину печать, присоединяют к бурильной колонне и убеждаются в отсутствии смещения стержней.

Опускают печать осторожно, особенно после выхода из-под башмака обсадной колонны. По достижении места получения отпечатка к бурильной колонне прикладывают нагрузку 20-50 кН. При соприкосновении с предметом, находящимся в скважине, стержни начнут перемещаться вверх, фиксируются и воспроизводят форму верхней части этого предмета. Недостатком данной печати являются то, что стержни при спуске находятся в выдвинутом положении, что может привести к деформации и преждевременному утапливанию стержней вследствие случайных ударов торцевой частью об уступы и другие неровности в скважине, а это приведет в дальнейшем к неточности определения аварийной ситуации. Кроме того зафиксированный отпечаток аварийной ситуации не пространстве.

Известна [2] скважинная печать (рис.2), содержащая корпус с промывочным каналом и присоединительной резьбой под бурильную колонну. В нижней части корпус выполнен с фланцем, к которому присоединена плита с полым стержнем. На плите установлена эластичная прокладка и диск с равномерно расположенными и совмещенными отверстиями, в которых установлены копирующие стержни с

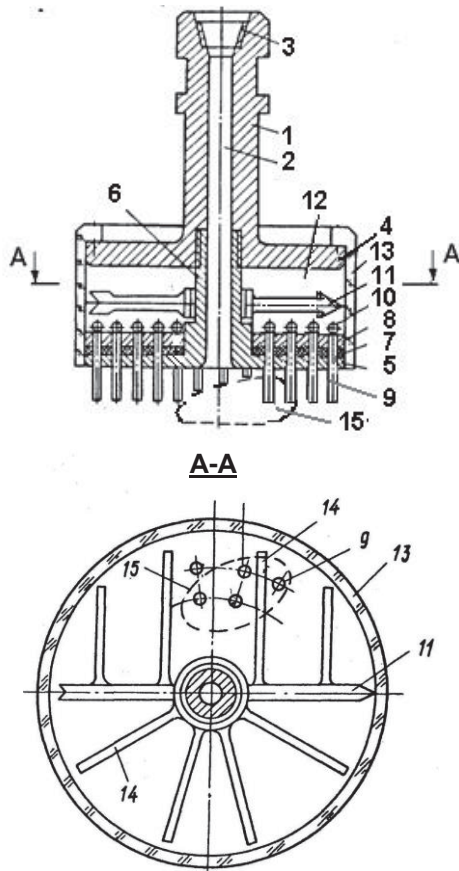
возможностью их перемещения вверх. Предварительно перед спуском в скважину выдвинутые копирующие стержни удерживаются в процессе спуска эластичной прокладкой, диаметр отверстий в которой меньше диаметра копирующих стержней. На полой стержне размещена магнитная стрелка с фиксаторами, плавающая в жидкости, находящейся в герметичной кольцевой камере, ограниченной системой диск 5, фланец 4 и боковая прозрачная стенка корпуса.

При проведении исследования места аварии печать с предварительно выдвинутыми копирующими стержнями опускают к месту аварии и через колонну бурильных труб прокачивают промывочную жидкость, размывая шлам и очищая исследуемый объект. Затем печать опускают на исследуемый объект, копирующие стержни перемещаются вверх, повторяя своими торцами конфигурацию объекта, а верхние торцы с головками фиксируют положение магнитной стрелки.

Затем печать поднимают из скважины, магнитную стрелку совмещают с направлением магнитного меридиана и фиксируют положение и форму аварийного объекта.

Недостатками устройства является неточность оценки азимутального расположения аварийных объектов в скважине, так как при перемещении вверх копирующих стержней положение магнитной стрелки при фиксации этими стержнями может быть смещено от фактического, так как они фиксируют магнитную стрелку не плавно, а ступенчато, в соответствии с расположением достаточно редко расположенных фиксаторов – стержней.

Кроме того стержни при спуске находятся также в выдвинутом



положении, как и в серийной конструкции, что может привести к деформации или к преждевременному утапливанию стержней.

Рис.2. Скважинная объемная печать:
 1 – корпус, 2 – промывочным канал,
 3 – резьба, 4 – фланец, 5 – плита,
 6 – полый стержень, 7 – эластичная прокладка, 8 – диск, 9 – копирующие стержни, 10 – головки копирующих стержней, 11 – магнитная стрелка, 12 – кольцевая камера, 13 – боковая прозрачная стенка корпуса, 14 – фиксатор, 15 – исследуемый объект

Нами предложена печать (рис.3), повышающая надежность и эффективность работы путем получения объемного отпечатка и определения азимутального расположения исследуемого объекта в скважине и предохранения при этом копирующих стержней от деформации в процессе спуска в скважину к месту аварии [3].

Печать состоит из верхней 1 и нижней 2 частей разъемного корпуса, внутри которого размещена подпружиненная полая втулка 3, образующая совместно с диском - толкателем 4 механизм вывода копирующих стержней 5 в рабочее и возврата в исходное положение.

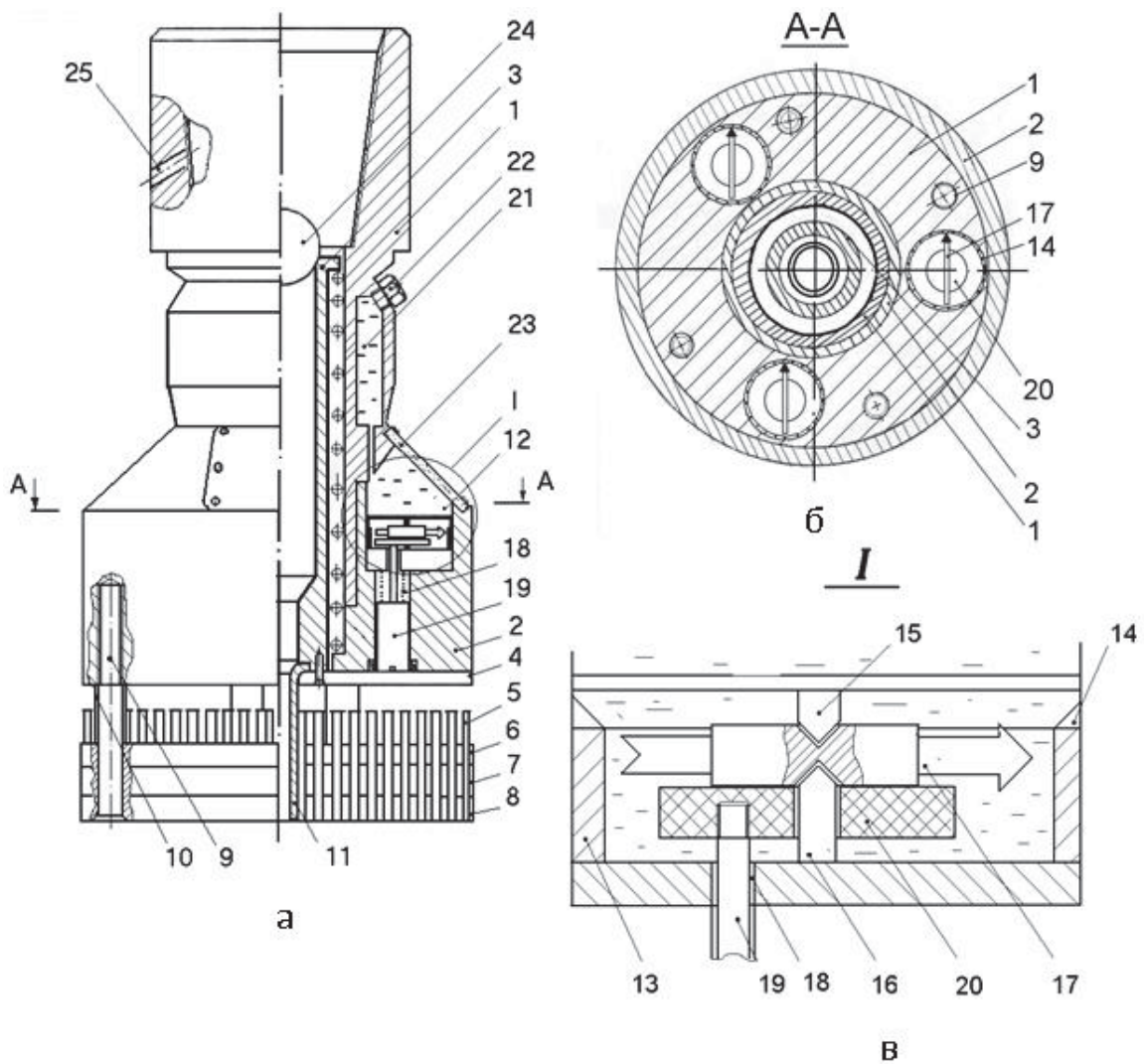


Рис.3. Объемная печать с ориентатором:
а – общий вид скважинной печати (продольный разрез); *б* – скважинная печать в поперечном разрезе по Б-Б с видом на камеры с магнитными стрелками, *в* – конструкция камеры с магнитной стрелкой(в разрезе); 1 – верхняя часть разъемного корпуса, 2 – нижняя часть разъемного корпуса, 3 – подпружиненная полая втулка, 4– толкатель, 5 – копирующие стержни, 6 – отверстия опорного диска, 7 – упругая эластичная прокладка, 8 направляющий диск, 9 – стяжные винты, 10 – втулка, 11 – промывочная трубка, 12 – камера, 13 – вставка, 14 – лимб-наружное кольцо, 15 – верхняя полюсь, 16 – нижняя полюсь, 17 – магнитная стрелка, 18 – отверстие, 19 – шток, 20 – стопор, 21 – расширитель, 22 – пробка, 23 – крышка, 24 – управляющий шар, 25 – отверстие

Основные элементы копирующего устройства – копирующие стержни 5 установлены в отверстиях опорного диска 6 и пропущены через упругую эластичную прокладку 7 и направляющий диск 8, который совместно с прокладкой 7 и опорным диском 6 прикреплен к верхней части корпуса 1 посредством стяжных винтов 9 и втулок 10. Диски 4, 6 и 8 и прокладка 7 выполнены с центральным отверстием, через которое пропущена промывочная трубка 11, соединенная с диском-толкателем 4 и штоком 3.

В нижней части корпусе 2 выполнен ряд камер 12 (не менее трех), заполненных жидкостью, в которых установлены цилиндрические вставки 13 с лимбом - наружным кольцом 14 в их верхней части. По центру вставок размещены верхняя 15 и нижняя 16 оси для закрепления магнитных стрелок 17. Эксцентрично относительно оси стрелок 17 в нижней части корпуса 2 с выходом в нижнюю часть камер 12 выполнены отверстия 18 с размещенными под стрелками 17 и, соответственно, над диском – толкателем 4 подпружиненными штоками 19, к верхней части которых прикреплены эластичные стопоры 20 с центральным отверстием для нижней оси 16 магнитной стрелки, а верхняя часть камер 12 снабжена расширителем 21 с пробкой 22 и закрыта крышкой 23 из прозрачного материала. Для срабатывания печати предусмотрен управляющий шар 24, а для сброса жидкости из прибора при его подъеме на поверхность после проведения испытаний предусмотрено в корпусе отверстие 25.

Перед спуском в скважину стержни 5 устанавливаются в исходном положении по нижней границе направляющего диска 8, при этом диск 4 стопорит магнитные стрелки стопорами 20 через подпружиненные штоки 19. Камеры 12 и расширитель 21 заполняются прозрачной жидкостью. Печать присоединяется к бурильной колонне и спускается к

месту снятия отпечатка. При спуске до места нахождения аварийного объекта в скважине включают промывку для удаления шлама с места аварии. Затем в снаряд помещают управляющий шар 24, который доставляется в печать под действием собственного веса и потоком жидкости. После того под действием давления жидкости шток 3 движется вниз, сжимая пружину и перемещает диск-толкатель 4 в нижнее положение. Диск 4 выводит стержни 5 в нижнее рабочее положение, одновременно расстопоривая магнитные стрелки при перемещении штоков 19 под действием пружин в нижнее положение. Снаряд на некоторое время оставляется в покое без снятия давления жидкости для успокоения магнитных стрелок. Затем подача жидкости прекращается и система шток 3-диск 4 под действием пружины возвращается в исходное положение. Диск 4 перемещает вверх штоки 19, фиксируя положение магнитных стрелок 17. После этого печать опускается на исследуемый объект и нагружается весом бурильной колонны.

Стержни 5 при взаимодействии с исследуемым объектом перемещаются, воспроизводя конфигурацию исследуемого объекта. При подъеме на поверхность стержни 5 сохраняют свое новое положение за счет упругой эластичной прокладки 7, в отверстиях которой они зажимаются. Ориентировка исследуемого объекта в пространстве осуществляется после совмещения магнитных стрелок с направлением магнитного меридиана при съеме показаний магнитных стрелок по лимбу и усреднения этих показаний, что значительно повышает точность ориентировки. Для последующего использования устройства достаточно прижать его к горизонтальной плоскости для перемещения стержней 5 до нижней границы направляющего диска 8. Данная конструкция объемной скважинной печати позволяет:

- с высокой степенью достоверности определить азимутальное расположения исследуемого объекта в скважине;

-исключить поломку копирующих стержней в процессе спуска ее в скважину, а также деформацию и смещение магнитных стрелок при фиксации их в определенном положении.

Все это обеспечивает надежную работу печати и высокую информативность скважинных исследований.

Литература

1. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 279 с.
2. Авт. свид. СССР № 1506099. МПК Е 21В 47/09. Скважинная печать/ Питерский В.М., Гой В.Л., Панин Н.М, и др. Заявл 29.09.87. Оpubл.07.09.89. Бюл.№ 33.
3. Пат. 33779 Россия. 7МПК Е21В 47/09. Скважинная печать/ Брылин В.И., Рыбаков Ю.А. Заяв.30.06.2003. Оpub.10.11.2003. Бюл. № 31

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ УГЛУБКИ ЗА ЦИКЛ ПРИ БУРЕНИИ ТРЕЩИНОВАТЫХ И РАЗРУШЕННЫХ ПОРОД КОМПЛЕКСАМИ ССК-59

В.И. Брылин

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Величина проходки за цикл является одним из важнейших факторов, определяющих эффективность бурения снарядами со съемными керноприемниками.

На вспомогательные операции, связанные со спуском и подъемом керноприемника, затрачивается в зависимости от геологотехнических условий бурения в течении цикла от 15 до 30% от общих затрат времени на бурение скважины [4].

Кроме того, при бурении снарядом ССК-59 полезная длина съемного керноприемника используется далеко не полностью. Как правило, большое количество циклов заканчивается преждевременно в результате самозаклинивания керна в керноприемной трубе. В

зависимости от условий бурения коэффициент наполнения керноприемной трубы (отношение средней проходки за цикл к полезной длине керноприемника) в сильнотрещиноватых и разрушенных породах может снижаться до 30% и менее.

При этом количество полных циклов (выход керна 100%) составляет не более 25–50%, а 10–20% циклов имеют длину цикла менее одного метра. Эти данные свидетельствуют, что увеличение проходки за цикл является одним из важнейших резервов эффективности применения снарядов со съемными керноприемниками. В большинстве случаев уменьшение длины рейса связано со срабатыванием сигнализатора подклинивания, что свидетельствует о самозаклинке керна внутри керноприемника. В большинстве случаев самозаклинивание керна происходит при бурении трещиноватых и разрушенных пород за счет попадания мелких кусочков породы между столбиком керна и трубой или при раскалывании керна под острым углом к оси скважины и расклинивании его по образовавшимся плоскостям.

На величину проходки за цикл и увеличение длины цикла существенное влияние могут оказывать следующие факторы: режимные параметры (частота вращения снаряда, осевая нагрузка) и устойчивость наружной колонковой трубы (центрирование в процессе бурения), качество внутренней поверхности керноприемной трубы (чистота обработки и твердость), наложение продольных и поперечных колебаний на керноприемную трубу в процессе бурения (или эпизодически при начале подклинивания керна), обеспечение сброса жидкости из внутренней трубы в процессе ее заполнения керном, обеспечение восходящего потока жидкости внутри керноприемной трубы и др.

Совместное действие осевой нагрузки и центробежных сил, вызванных вращением снаряда, может привести к потере устойчивости наружной колонковой трубы и ее изгибу в скважине [6]. Изгиб колонковой трубы в процессе бурения значительно ухудшает условия сохранения керна: за счет малого зазора между наружной и внутренней трубами ($\delta = 1,7$ мм) керноприемная труба касается в таких условиях стенки колонковой трубы и, в свою очередь, также изгибается, а это приводит к ее вращению и вибрации. Указанные процессы способствуют разрушению керна и его самозаклиниванию.

Исследования показали [2], что в диапазоне использованных нагрузок (от 600 до 2000 даН) и частот вращения (от 200 до 1200 об/мин) частота вращения оказывает на устойчивость колонкового набора значительно большее влияние, чем осевая нагрузка. Из имеющихся в комплекте ССК-59 колонковых наборов только один длиной 2,5 м сохраняет устойчивость во всем диапазоне исследований.

Повышение устойчивости колонковой трубы возможно либо с применением промежуточных центраторов с твердосплавной наплавкой, устанавливаемых таким образом, чтобы длина отдельных участков наружной колонковой трубы не превышала критической длины, либо с использованием в качестве наружной колонковой трубы снаряды с большей жесткостью [9]. Жесткая компоновка позволяет использовать рациональные режимные параметры, в результате чего получены максимальные механические скорости бурения и повышен выход керна. Повышение механической скорости ведет к снижению времени нахождения керна в керноприемной трубе, а, следовательно, к снижению вероятности его разрушения и самоподклинивания.

Было отмечено [4], что увеличение механической скорости от 2 до 8 м/ч привело к повышению коэффициента заполнения керноприемника за цикл от 31 до 76%.

Вероятность самозаклинивания керна в керноприемной трубе во многом зависит от качества ее внутренней поверхности (чистота обработки и твердости материалов), т.е. от сопротивления продвижению керна. Чем меньше будет сила трения между керном и трубой, тем меньше вероятность самозаклинивания керна в процессе бурения.

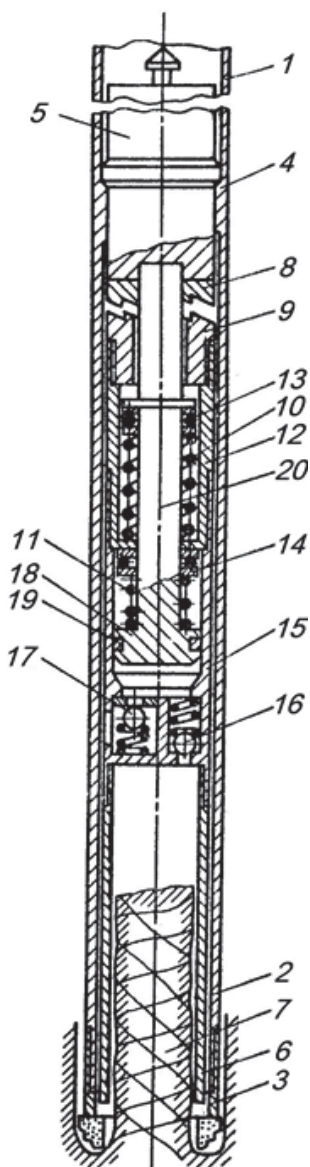


Рис. Колонковый снаряд со съёмным керноприемником:

1 – бурильная колонна; 2 – наружная колонковая труба, 3 – коронка, 4 – ограничитель, 5 – стопорный узел, 6 – съёмный керноприемник, 7 – керн, 8 – верхняя полумуфта, 9 – нижняя полумуфта, 10, 11 – пружины, 12 – корпус нижней полумуфты, 13, 14 – подшипники, 15 – корпус поршневого насоса, 16 – всасывающий клапан, 17 – клапан нагнетательный; 18 – поршень насоса, 19 – манжет, 20 – шток

Выпускаемые керноприемные трубы для ССК-59 имеют внутреннюю поверхность со средней высотой неровностей 0,4–,8 мкм. В процессе эксплуатации качество внутренней поверхности керноприемных труб постепенно снижается: появляются царапины, вмятины, увеличивается кривизна, что приводит к снижению проходки за цикл.

ВИТР [3] исследовал влияние износа керноприемной трубы на величину проходки за цикл. В работе находилось попеременно два керноприемника – новый и использованный, проходка на который составила 400–500 м. Было показано, что применение нового керноприемника с ненарушенной внутренней поверхностью приводит к повышению углубки за цикл в среднем в 1,5 раза по сравнению с изношенным керноприемником.

Следовательно, повышение стойкости (твердости) внутренней поверхности керноприемника и чистоты ее обработки должно увеличить проходку за цикл. Для этого было предложено обрабатывать внутреннюю поверхность керноприемника путем протягивания стального дорна с помощью цепного волочильного стана.

После обработки качество внутренней поверхности значительно улучшилось: класс шероховатости повысился до 10-го (средняя высота неровностей 0,10–0,12 мкм). Твердость за счет образования наклепа повысилась на 10%. Показано, что проходка за цикл обработанными дорном трубами возросла в среднем от 3,05 до 4,55 м при бурении слабо- и сильнотрещиноватых пород.

Для увеличения длины цикла бурения весьма эффективно наложение продольных или поперечных колебаний (вибраций) на керноприемную трубу. Мелкие кусочки кернового материала, которые обычно заклинивают столбики или крупные куски керна можно

рассматривать как сыпучий материал. Если им придать вибрационные движения, уменьшится сила трения между керном и внутренней поверхностью керноприемной трубы, что значительно облегчит ее продвижение по керну и увеличит длину цикла за счет ликвидации подклинивания, но одновременно снижает выход керна за счет его разрушения при вибрациях керноприемной трубы [7].

Для повышения длины цикла и одновременно получения сравнительно высокого выхода керна был разработан снаряд ССК-59ЭВ [5], позволявший при передаче на керноприемную трубу поперечных колебаний создать с помощью эжектора восходящий поток жидкости в керноприемной трубе. Однако постоянно в течении всего цикла наносимые вибрации разрушают керн, снижая его выход. В тоже время, по проведенным расчетам видно, что при минимальных расходах рабочего потока жидкости $Q = 15$ и 19 л/мин гидравлическое сопротивление между колонковой и керноприемной трубами превышает допустимую для работы эжектора величину, в результате чего эжектор «переворачивается» и жидкость начинает поступать в керноприемную трубу сверху, а не отсасывается, что ведет к подклиниванию и снижению выхода керна.

Нами предложено [8] для создания восходящего потока в керноприемной трубе установить погружной насос при использовании в качестве механического двигателя погружного вибратора, включавшегося в работу только при подклинивании керна.

Колонковый снаряд (рис.) содержит бурильную колонну 1 с наружной колонковой трубой 2 и коронкой 3. Внутри колонковой трубы 2 на ограничителе 4 установлен съемный керноприемник 5 со стопорным узлом 5, керноприемной трубой 6 и механическим вибратором в виде двух кулачковых полумуфт 8 и 9. Полумуфта 8

закреплена на стопорном узле 5, а полумуфта 9 подпружинена пружинами 10 и 11 через корпус 12, взаимодействующий с ними через подшипники 13 и 14.

Полумуфта 9 корпусом 15 соединена с керноприемной трубой 6, при этом корпус 15 является корпусом поршневого насоса, имеющего клапаны 16 и 17. Внутри корпуса установлен поршень 18 насоса с манжетой 19, который в свою очередь штоком 20 соединен со стопорным узлом 5.

Полумуфта 9 корпусом 15 соединена с керноприемной трубой 6, при этом корпус 15 является корпусом поршневого насоса, имеющего клапаны 16 и 17. Внутри корпуса установлен поршень 18 насоса с манжетой 19, который в свою очередь штоком 20 соединен со стопорным узлом 5

После спуска снаряда на забой подают промывочную жидкость, которая поступает по бурильной колонне 1 и межтрубному пространству между колонковой трубой 2 и съемным керноприемником на забой, затем по затрубному пространству на дневную поверхность.

После этого включают вращение снаряда, создают осевую нагрузку на забой и производят бурение с отбором керна. Керн 7 поступает внутрь керноприемной трубы 6. При бурении трещиноватых и разрушенных пород зачастую происходит подклинивание керна его частицами в керноприемной трубе 6. При этом коронка 3 с колонковой трубой 2 продолжает, разрушая горную породу, углубляться, а керноприемная труба 6, не вращаясь, остается на месте. Так как узел 5 керноприемника закреплен в колонковой трубе 2 и не позволяет перемещаться без ограничения съемному керноприемнику вверх, происходит сжатие пружины 10 и не вращающаяся полумуфта 9 соприкасается с полумуфтой 8, вращающейся вместе с колонковой трубой 2.

При соединении вращающейся и невращающейся полумуфт происходит их проскальзывание по наклонным плоскостям и соскакивание по вертикали. В результате происходят продольные колебания всей части съемного керноприемника, связанной с полумуфтой 9 механического вибратора. За счет этих продольных колебаний керноприемной трубы происходит встряхивание керна и шлама внутри керноприемника и частичная ликвидация подклинивания. Кроме того, при взаимном перемещении корпуса 15 поршневого насоса и поршня 18 в подпоршневой части корпуса создается разрежение (при движении корпуса 15 вниз), в результате чего жидкость из керноприемной трубы 6 поступает через клапан 16 в подпоршневую часть насоса, а при движении корпуса 15 вверх вытесняется через клапан 17 из подпоршневой части в межтрубное пространство. Это взаимное перемещение корпуса 15 обеспечивает создание восходящего потока внутри керноприемной трубы 6.

Результаты лабораторных исследований преследовали цель оценить основные параметры – всасывающую способность насоса и скорость восходящего потока в керноприемной трубе при различной скорости срабатывания насоса, определяемой частотой вращения снаряда при работающем вибраторе, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Исследования параметров насоса в зависимости от частоты вращения снаряда

Параметры	Частота вращения, об/мин		
	155	390	680
Расход восходящего потока жидкости внутри керноприемной трубы, л/мин	2,3	4,6	8,9
Скорость восходящего потока жидкости между внутренней стенкой керноприемной трубы и керном (расчетный диаметр керна 35 мм), м/с	0,34	0,68	1,31

Из таблицы 1 видно, что данная конструкция насоса с механическим вибратором обеспечивает необходимую скорость восходящего потока (0,3 – 0,5 м/с) при частоте вращения снаряда $n \geq 150$ об/мин.

Проведенные лабораторные испытания подтвердили работоспособность снаряда с поршневым насосом и механическим вибратором в качестве двигателя насоса.

После проведения лабораторных исследований был изготовлен насос ПВН-01 для проведения полевых испытаний, которые проведены в Огневской партии Усть-Каменогорской ГРЭ.

Целью полевых испытаний являлись оценка работоспособности, технологичности в эксплуатации, надежности работы насоса ПВН-01, выявления слабых узлов, сравнительная оценка показателей работы ССК-59 с ПВН-01 и без него.

Бурение производилось в алевролитах IX категории по буримости, песчанниках (X категория) и их переслаивания. Угол падения пород 70° . Породы от трещиноватых (5–15 кусков на метр керна) до сильнотрещиноватых и разрушенных (более 15–70 кусков на метр).

Бурение осуществлялось станком ЗИФ-650М, снарядом ССК-59 с коронками К-01-2. Погружной вибрационный насос был установлен между керноприемной трубой и механическим вибратором съемного керноприемника. Корпус колонковой трубы наращен специальным переходником с центратором. Режимы бурения поддерживались в пределах, которые используются и без ПВН-01: осевая нагрузка – 460–1000 даН, частота вращения до 800 об/мин, расход промывочной жидкости – 10 л/мин, давление промывочной жидкости в процессе бурения 1,0–1,6 МПа. В качестве промывочной жидкости использовалась вода.

Таблица 2

Результаты сравнительных испытаний

Интервал бурения, м	Тип бурового снаряда	Всего пробурено, м	Средняя длина цикла	Средний выход керна, %
135,5-166 203-207,2	ССК-59 с вибратором	34,7	2,07	84
166-203	ССК-59 с ПВН-01	37	2,3	87

Из таблицы 2 видно, что установка насоса ПВН-01, создающего восходящий поток жидкости внутри керноприемной трубы ССК-59, позволила увеличить длину цикла на 10% при некотором повышении выхода керна. Кроме того, отмечено, что в керноприемной трубе (при бурении с ПВН-01) накапливается значительное количество шлама размером до 8–10 мм, которого при бурении ССК-59 без ПВН-01 не наблюдалось, что подтверждает создание восходящего потока в керноприемной трубе погружным насосом.

Литература

1. Арбит В.С. Исследования и разработка методики расчета эжекторных буровых устройств: Дисс. на соиск. кан. технич. наук. Томск, 1974. –204.
2. Большаков В.В., Литвин Н.А., Лисянский В.И. Бурение с применением ССК-59 // Разведка и охрана недр. – 1982. – №9. – С. 54 – 57.
3. Гинзбург И.М. Влияние качества внутренней поверхности керноприемной трубы на величину проходки за цикл при бурении ССК-59 / Л.: ОНТИ ВИТР. – 1978. – Вып. 122. – С. 35 – 37.
4. Гинзбург И.М. Влияние параметров режима бурения на величину проходки за цикл снарядами со съемными керноприемниками // Л.: ОНТИ ВИТР. – 1978. – Вып. 122. – С. 33 – 36.
5. Методыэ., технология и организация буровых работ с использованием съемного инструмента / В.П. Онищин, Г.А. Блинов. В.Г. Вартыкян, Д.Н. Плавский. – Л.: Недра, 1990. – 268 с.
6. Михеев Н.Н. О длине двойных колонковых труб для алмазного бурения / Л.: ОНТИ ВИТР. – 1968. – Вып. 104 – С.34 – 37.
7. Орехов В.А. Механический вибратор керноприемной трубы. – В кн. Техника и технология разведочного бурения. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС. – 1974. – Вып. 2. – С. 61 – 63.

8. Пат. 1466306. Россия. МКИ Е 21 В25/02. Колонковый снаряд. Брылин В.И., Пикунов С.В. Заявлено 26.03.1987. Бюл. № 30. – 1996.
9. Технология бурения комплексом ССК-59 с применением жесткой компоновки ЖК-840-7. – Инфор. листок ВК ЦНТИ.: Усть-Каменогорск, 1983 г. – 4 с.
10. Уржумов А.И. Механический вибратор для ССК//Разведка и охрана недр. – 1986. – № 4. – С. 33 – 35.

ВОЗМОЖНОСТЬ КОМБИНИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНО-МЕХАНИЧЕСКОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

**В.Ф.Важов, С.Ю.Дацкевич, М.Ю.Журков, В.М.Муратов,
Джеффрис Б.**

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время нет универсального способа, обладающего способностью разрушать горные породы различной крепости с достаточной высокой эффективностью. Неизбежным недостатком наиболее распространенных механических способов разрушения являются высокие удельные энергозатраты, малая стойкость и высокий износ породоразрушающего инструмента, ярко выраженная зависимость показателей разрушения от крепости породы.

Весьма перспективным является электроимпульсный (ЭИ) способ разрушения и бурения горных пород, предложенный и разрабатываемый в Томском политехническом университете (Россия) [3,5]. Разрушающим инструментом ЭИ способа является плазма канала разряда в толще породы. В самой сущности ЭИ способа заложена возможность достижения более высокой эффективности разрушения в сравнении с механическими способами.

Каждый отдельно взятый способ разрушения обладает определенными недостатками и не является универсальным. Комбинируя, объединяя различные способы, получают новые. При этом удается устранить некоторые недостатки и сохранить достоинства, в

результате чего комбинированные способы приближаются к универсальному способу разрушения [4].

Известно, что ЭИ бурение горных пород осуществляется неподвижной многоэлектродной системой, что исключает применение других способов разрушения, в частности механических [5]. В [1] предложено и реализовано резание горных пород непрерывно перемещающейся двухэлектродной системой, что позволило в буровом наконечнике размещать устройства для механического разрушения горной породы. При этом возможно бурение сплошным забоем и с получением керна. Предполагается, что вследствие развитого трещинообразования и большой шероховатости забоя после ЭИ разрушения будет значительно облегчено механическое разрушение.

Целью работы является исследование возможности бурения горных пород комбинированным электроимпульсно-механическим (разрядно-механическим) способом.

Исследования проводились на лабораторной установке, которая позволяла вращать буровой наконечник с заданной скоростью, изменять силу давления на наконечник в диапазоне $0 \div 8000$ Н, осуществлять промывку скважины. В качестве промывочной жидкости использовалась вода. Общий вид бурового наконечника представлен на рис.1. Для ЭИ разрушения применялся генератор импульсных напряжений (ГИН) с номинальным напряжением 240 кВ, что позволяло реализовать расстояние между электродами $S=20$ мм. Время воздействия напряжения до пробоя составляло $\tau \approx (0,25 \div 0,30) \times 10^{-6}$ с, а энергия в разряде $W = 120$ Дж. Горная порода представлена известняком с механической прочностью на сжатие $\sigma = 120$ МПа. Бурение проводилось как механическим, так и комбинированным способами. Оценка результатов бурения осуществлялась за один оборот бурового наконечника, а оценка

эффективности комбинированного бурения производилась при сравнении с механическим бурением.

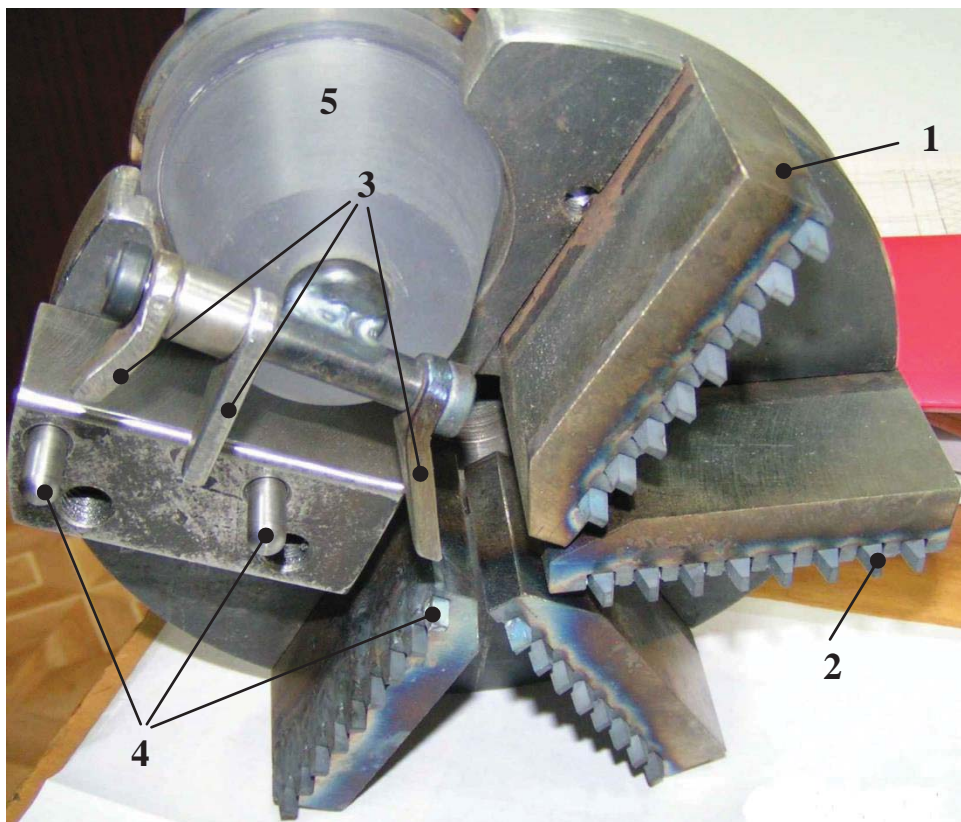


Рис. 2 Буровой наконечник

1 – держатель, 2 – резцы, 3 – высоковольтные электроды, 4 – заземленные электроды, 5 – высоковольтный ввод

Роль механического бурения в комбинированном способе существенна, а его вклад будет зависеть от величины давления. Кроме этого степень разрушения поверхности и глубина разрушения забоя образца зависит от количества воздействующих импульсов (затраченной энергии) [2], что также будет влиять на эффективность механического резания. В связи с этим нами проведены исследования разрядно-механического бурения по влиянию числа импульсов за один оборот образца в диапазоне $120 \div 320$ имп/об при изменении силы давления от 3000 Н до 8000 Н.

На рис. 2 приведены зависимости глубины бурения H от силы механического давления P . Кривая 1 показывает изменение глубины бурения при механическом бурении без воздействия импульсов напряжения. Увеличение глубины бурения с возрастанием P соответствует сущности механического бурения. Глубина бурения разрядно-механическим способом при подаче 120 имп/об также возрастает с ростом давления (кривая 2). Относительное увеличение глубины бурения $h = H_{рм}/H_m$ ($H_{рм}$ – глубина бурения разрядно-механическим способом, H_m – глубина бурения механическим способом) составляет 1,2 раза при $P=3000$ Н и 1,9 раза при $P=8000$ Н. Увеличение числа импульсов за один оборот в 2,67 раза (от 120 до 320 имп/об) значительно увеличило глубину бурения (кривая 3), как относительно механического способа (в 5,1 раза при $P = 8000$ Н), так и разрядно-механического способа (в 2,67 при $P = 8000$ Н).

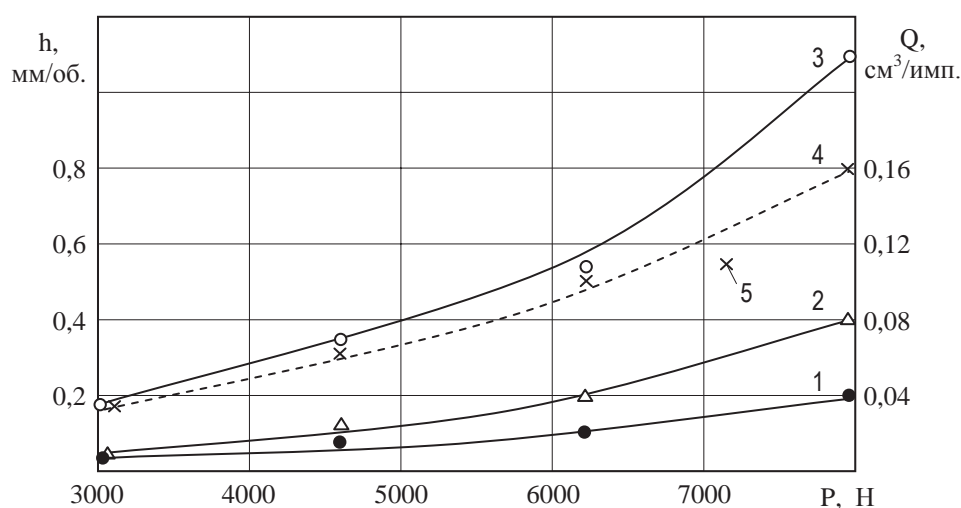


Рис. 2. Зависимости глубины бурения и производительности разрушения известняка от силы давления.

1 – механическое бурение; 2 – разрядно-механическое бурение при $n = 120$ имп/об.; 3 – разрядно-механическое бурение при $n = 320$ имп/об.; 4 – производительность разрядно-механического бурения при $n = 320$ имп/об.; 5 – то же, что и 4, но для гранита.

Эффективность бурения разрядно-механическим способом в зависимости от давления при разном числе воздействующих импульсов предпочтительнее рассмотреть для производительности разрушения Q , т.е. от объема разрушения за 1 импульс. Тем более, что энергия импульсов оставалась неизменной. Зависимость $Q = f(P)$ при 320 имп/об (рис. 2, кривая 4), показывает, что производительность в исследуемом диапазоне P возрастает в 4,51 раза с увеличением силы давления в 2,67 раза. Для сравнения приведено значение Q (точка 5) для гранита при $P = 7200$ Н. Эта величина несколько меньше, чем для известняка, что обусловлено большей механической прочностью гранита. Но для песчаника при $P = 7200$ Н производительность в 2,7 раза больше, чем для известняка, что, в первую очередь, обусловлено вкладом механического резания. Следовательно, в комбинированном разрядно-механическом бурении существенный вклад вносит механический способ, доля которого зависит от физико-механических характеристик горных пород. Кроме этого, преимущество разрядно-механического способа бурения по сравнению с ЭИ заключается в следующем. Во-первых, механическим устройством при заданном давлении срезаются как выступы на поверхности забоя, так и появляется возможность углубления в трещиноватый слой, что увеличивает глубину бурения за один оборот и выравнивает поверхность забоя. Во-вторых, выравнивание поверхности забоя увеличивает как вероятность и глубину внедрения канала разряда в породу, так и объем разрушения разрядным способом. Можно предположить, что эффективность бурения разрядно-механическим способом будет возрастать с увеличением энерговклада в канал разряда и увеличением расстояния между электродами [2].

В данной работе впервые получены результаты, которые позволяют сделать следующие выводы. Электровзрыв в объеме горной породы значительно (в разы) ослабляет ее механическую прочность на срез, что приводит к увеличению производительности механического разрушения. Совместное воздействие электроимпульсного и механического способов значительно увеличивает глубину и производительность бурения по сравнению с механическим. Эффективность ЭИ и комбинированного разрядно-механического бурения в значительно меньшей степени зависит от крепости горных пород по сравнению с механическим способом.

Работа выполнена при финансовой поддержке компании «Schlumberger».

Литература

1. Важов В.Ф., Журков М.Ю., Лопатин В.В., Муратов В.М. Электроразрядное резание горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 2008, – №2. – С.70-77.
2. Важов В.Ф., Гафаров Р.Р., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Муратов В.М. Электроимпульсный пробой и разрушения гранита // Журнал технической физики, 2010, – т.80, вып.8. – С.79-84.
3. Воробьев А.А., Воробьев Г.А. Электрический пробой и разрушение твердых диэлектриков. – М.: Высшая школа, 1966. – 224 с.
4. Протасов Ю.И. Разрушение горных пород. – М.: Изд-во МГТУ, 2001. – 453 с.
5. Семкин Б.В., Усов Ю.Ф., Курец В.И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. – СПб.: Наука, 1995. – 276 с.

К ВОПРОСУ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНИКИ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ КОММУНИКАЦИЙ

С.С. Васенин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Бестраншейная прокладка на сегодняшний день является завоевателем рынка, вытесняя другие уже устаревшие методы и

технологии прокладки коммуникаций. С развитием городской инфраструктуры, инженерных коммуникаций, с увеличением заботы населения об экологическом благополучии окружающей среды, все больше возникает необходимости в передовых и одновременно безопасных технологиях строительства, таковой безусловно является технология горизонтально-направленного бурения (ГНБ).

Ведущие компании по проектированию и производства установок ГНБ с каждым этапом развития совершенствуют свои машины применяемые в бурении пилотных скважин. Бурение пилотной скважины наиболее ответственный этап строительства, именно от его успеха будет зависеть итог проведенной работы в целом. Как правило, в городских условиях при бурении пилотных скважин используют компактные небольшой мощности установки, которые в свою очередь не всегда справляются с встречающимися на их пути крепкими породами. Для преодоления крепких пород требуется более мощная установка, способная выполнять бурение в сложных условиях, но такие машины как правило имеют значительные габаритные размеры, таким образом, стоит задача о создании компактной, но в тоже время машины способной успешно выполнять бурение пилотных скважин в осложненных городских условиях.

Совершенствование установок ГНБ с целью увеличения скорости бурения крепких пород, возможно благодаря применению не только воздействия осевого усилия подачи и вращательного момента на бурильную колонну и породоразрушающий инструмент, но и одновременное применение ударных нагрузок передаваемых от машины по бурильной колонне к забою скважины. Так, например компании «Tracto-Technik» и «DitchWitch» для своих мини установок используют гидроударный механизм, который своим действием увеличивает

статическую силу с целью преодоления бетона, кирпичей и других твердых пород и предметов.

Ударно-вращательный способ разрушения горных пород является комбинацией двух основных способов - ударного и вращательного. На породоразрушающий инструмент действуют: крутящий момент, осевая нагрузка, а также удары, наносимые с определенной частотой с помощью специального механизма. Действующие достаточно с большой частотой удары формируют силовые импульсы в виде дополнительной энергии, за счет которой увеличивается объем разрушаемой породы [4,5].

Процесс передачи силовых импульсов несет в себе волновой характер. Во время удара бойком по колонне бурильных труб формируется волна деформации (напряжений) [6]. При наличии плотного контакта резцов и породой часть энергии формируемой ударом идет на разрушение породы, а другая – отражается от забоя и возвращается к ударному механизму, не совершая полезной работы. Так же происходят потери связанные с отскоком бойка при наличии плотного контакта породы и резца, который в свою очередь ведет за собой ответный импульс к самому механизму наносящий ему дополнительный удар.

Таким образом, следует отметить, что бойковая система формирования силовых импульсов недостаточно эффективна и уступает уже разработанной и защищенному двумя авторскими свидетельствами гидроимпульсному механизму [1,2]. Разработанный механизм формирования силовых импульсов, успешно заменит бойковые системы вращательно-ударного действия благодаря следующему.

При устойчивой работе гидроимпульсного механизма импульсы давления формируются во время хода плунжера и массы на сжатие

замкнутого объема жидкости. Таким образом, в системе формируются мощные силовые импульсы только в одном направлении – на забой, поэтому бурильная машина с данным механизмом не нуждается в защите от импульсных нагрузок.

Процесс передачи импульсных нагрузок на забой носит волновой характер. При нанесении удара бойком по колонне бурильных труб (штанг) формируется волна упругой деформации (силовой импульс), которая переносит энергию бойка к породоразрушающему инструменту.

Основной проблемой применения вращательно-ударного способа бурения является недостаточная работоспособность бурильных труб и, прежде всего, соединительных узлов, разрушение которых приводит к необходимости увеличения производства и расхода стали, а также большие потери на замену вышедших из строя труб.

На данный момент для бурения пилотных скважин методом ГНБ применяются трубы конического типа соединения штанга в штангу. Преимущество данного соединения является быстрое свинчивание и развинчивание, но такое соединение не способно выдерживать ударные нагрузки, резьба быстро изнашивается, так как имеет острые углы (концентраторы напряжений) [3].

Ниппельное соединение буровых штанг [7], имеет круглый профиль резьбы без концентраторов напряжений. Ниппель находится внутри штанги, что дает высвобождение резьбы при прохождении силовых импульсов, что сохраняет соединение при ударных нагрузках. Износостойкость таких соединений при прохождении силовых импульсов значительно выше, потери энергии значительно меньше, соответственно к.п.д. такого соединения выше.

В заключении следует отметить, что совершенствование машин горизонтально направленного бурения заключается в увеличении

скорости бурения и способности бурить в породах высокой крепости, при сохранение габаритных размеров.

Совместное применение гидроимпульсного механизма способного передавать силовые импульсы по колонне штанг, а также ниппельного соединения бурильных штанг способных передавать силовые импульсы без потерь является наиболее перспективным энергосберегающим направлением совершенствования техники ГНБ.

Литература

1. Пат. 1950302 Россия МКИ В 06В №1/28 Устройство для формирования силовых импульсов Горбунов Б.Ф., Крауиныш П.Я., Саруев Л.А. Заявлено 13.07.73; Оpubл. В БИ, 1976, №44;
2. Пат. 2500252 Россия МКИ Е 21С №1/18 Гидроимпульсный силовой механизм Горбунов Б.Ф., Крауиныш П.Я., Саруев Л.А., Барашков В.А. Заявлено 21.06.77; Оpubл. В БИ, 1980, №14;
3. Саруев А.Л., Саруев Л.А. Динамические процессы и напряжения в элементах резьбовых соединений буровых штанг при вращательно-ударном нагружении – Т.: ТПУ, 2006. – 90 с;
4. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: учебное пособие / Под ред. С.С. Сулакшина. – Т.: Издательство НТЛ, 2000. – 284 с;
5. Разрушение горных пород при бурении скважин: учебное пособие / Под ред. С.С. Сулакшина –Т.: Издательство Томский политехнический университет, 2004. – 136 с;
6. Шадрина А.В. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок – Т.: ТПУ, 2009. – 175 с;
7. Пат. 95731 Россия МПК Е21В № 17/042. Ниппельное соединение буровых штанг Шадрина А.В., Саруев Л.А., Саруев А.Л., Казанцев А.А., Колодин А.П. Заявлено 08.02.2010; Оpubл. 10.07.2010, Бюл.№19 2 с.

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС НА ОСНОВЕ
ДИНАМИЧЕСКИ УРАВНОВЕШЕННОГО БУРОВОГО СНАРЯДА
НА ГРУЗОНЕСУЩЕМ КАБЕЛЕ**

Э.А. Загривный, Д.А. Поддубный

Научный руководитель профессор Э.А. Загривный
*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Работы по созданию электротехнического комплекса, способного выполнять бурение скважин в донных отложениях без использования распорных устройств, были активизированы в Национальном минерально-сырьевом университете «Горный» (Горный университет) после того, как было установлено в 1995 году, что под станцией Восток в Антарктиде находится крупное подледниковое озеро. Уже тогда было понятно, что в будущем будут поставлены задачи стерильного проникновения в озеро и взятия донных проб. В то время технические средства для выполнения этих задач отсутствовали, что и определило создание электротехнического комплекса на основе динамически уравновешенного бурового снаряда (буровой снаряд) на грузонесущем кабеле.

Динамически уравновешенный буровой снаряд представляет собой двухмассовую колебательную электромеханическую систему возвратно-вращательного движения с погружным вентильным электродвигателем (рис.1а). Основные конструктивные элементы бурового снаряда: 1 – грузонесущий кабель; 2 – кабельный замок; 3 – электродвигатель с электроотсеком; 4 – упругий элемент (пружины кручения); 5 – крепежное кольцо на роторе; 6 – статорная труба; 7 – крепежное кольцо в статорной трубе; 8 – вал ротора; 9 – колонковая труба; 10 – буровая коронка.

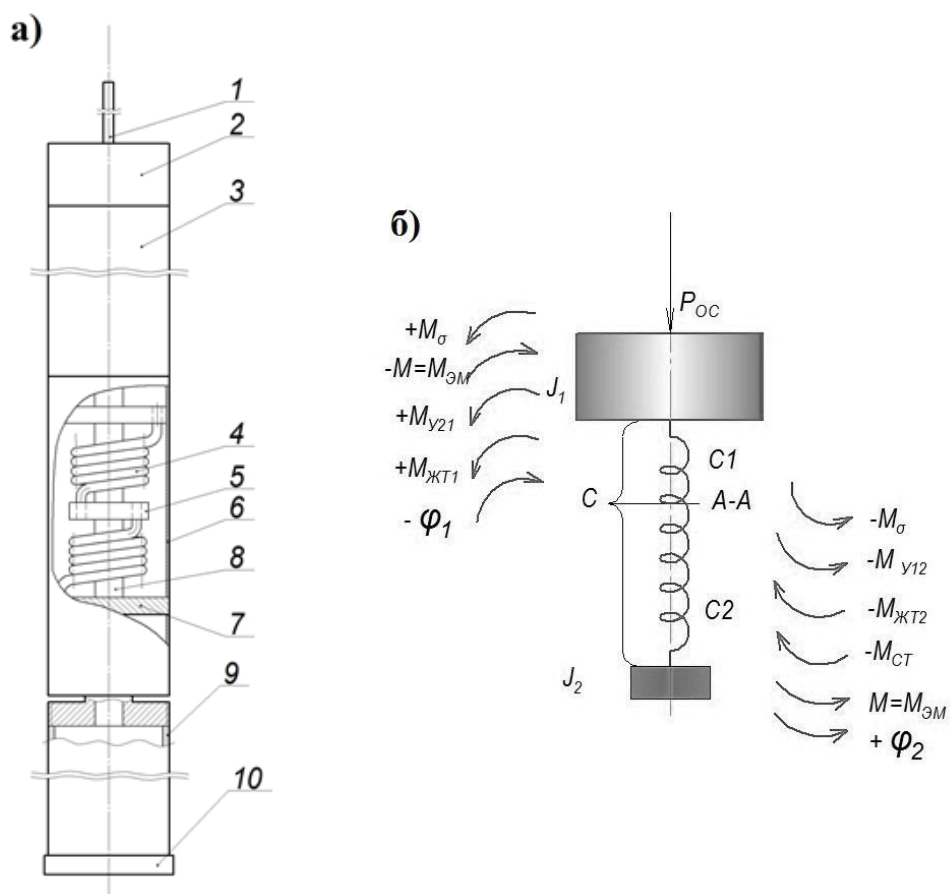


Рис. 1 – а) конструктивная схема динамически уравновешенного бурового снаряда; б) расчетная схема бурового снаряда

Статорная часть (2,3,7 на рис. 1а) погружного вентильного электродвигателя соединена с роторной частью (5,8,9,10 на рис. 1а) упругим элементом – параллельно соединенными пружинами кручения (4 на рис. 1а). При постановке снаряда на забой и подаче на статорные обмотки электродвигателя напряжения, формирующего знакопеременный электромагнитный момент, статорная и роторная части совершают возвратно-вращательные движения в противоположных направлениях. При работе на частоте резонанса электромеханической системы амплитуды колебаний имеют максимальные значения, а сумма моментов вращения, действующая на эти части, равна нулю, т.е. буровой снаряд является динамически

уравновешенным. Благодаря этому у динамически уравновешенного бурового снаряда появляется отличительная особенность от других буровых снарядов, а именно отсутствие редуктора и распорной системы, воспринимающей реактивный момент при работе коронки на забое. Это упрощает конструкцию и обеспечивает надежную работу снаряда в металлической обсадной колонне и на дне водоемов.

Работу бурового снаряда можно описать следующим образом: статорная часть с моментом инерции J_1 под действием электромагнитного момента электродвигателя $M_{ЭМ}$ перемещается на угол φ_1 в неподвижной системе координат (рис. 1б). Роторная часть с моментом инерции J_2 под действием того же электромагнитного момента $M_{ЭМ}$ поворачивается на угол φ_2 в противоположном направлении. Возвратно-вращательное движение статорной части и роторной происходит относительно неподвижного узлового сечения $A-A$ упругого элемента. Его расположение зависит от соотношения моментов инерции и, действующих на статорную и роторную части бурового снаряда.

Со стороны упругого элемента с жесткостью C , на статорную J_1 и роторную J_2 части действуют упругие моменты $M_{y12}=M_{y21}$. Величина этих моментов определяется углом закручивания пружины кручения и её коэффициентом жёсткости. Так же со стороны буровой коронки и колонковой трубы на роторную и статорную часть бурового снаряда действует момент сопротивления в виде аддитивной комбинации вязкого $M_{ЖТ}$ и сухого трений $M_{СТ}$, а также случайной составляющей момента нагрузки M_{σ} . В качестве породоразрушающего инструмента используется буровая коронка, тип которой зависит от выполняемой задачи.

Теоретический угол размаха колебаний буровой коронки относительно неподвижных осей, связанных с Землей, определяется выражением:

$$\varphi_K = \varphi_{II} \frac{J_1}{J_1 + J_2},$$

где $\varphi_{II}=180$ – теоретически допустимый угол поворота ротора (размах колебаний) относительно статора, град; J_1 – момент инерции статорной части, кг·м²; J_2 – момент инерции роторной части, кг·м².

В реальных конструкциях $J_1 = (5 \div 10)J_2$. Так, например, при $J_1 = 5J_2$ угол поворота (размах колебаний) буровой коронки равен

$$\varphi_K = 180 \frac{1}{1 + 1/5} = 150 \text{ град}$$

Средняя линейная скорость резания породоразрушающего инструмента при гармоническом законе движения определяются выражением

$$V_{cp} = \frac{2}{\pi} V_{max}; \quad V_{max} = A\Omega \frac{D}{2} \Rightarrow V_{cp} = \frac{A\Omega D}{\pi}$$

где V_{cp} , V_{max} – соответственно средняя и максимальная линейные скорости буровой коронки, м/с; A – амплитуда колебаний буровой коронки, рад; Ω – резонансная частота колебаний ЭМС, 1/с; D – средний диаметр буровой коронки, м.

Принимая $\Omega = 25 \text{ Гц} = 157 \text{ 1/с}$ и амплитуду $A = 1,308 \text{ рад}$, средний диаметр $D = 0,06 \text{ м}$, тогда средняя скорость V_{cp}

$$V_{cp} = \frac{1,308 \cdot 157 \cdot 0,06}{\pi} \approx 4 \text{ м/с}$$

что выше современных скоростей при вращательном бурении пород алмазной коронкой.

В качестве приводного двигателя бурового снаряда используется погружной маслозаполненный вентильный электродвигатель. На рис. 2а показаны его поперечные разрезы. Фазные обмотки электродвигателя “А – X”, “В – Y” и “С – Z”, соединённые по схеме на рис. 2б. При питании через выпрямитель **В** от однофазного автономного инвертора тока **И** такая схема подключения позволяет получить возвратно-вращательные движения ротора с амплитудой 90 и размахом 180 колебаний геометрических градусов.

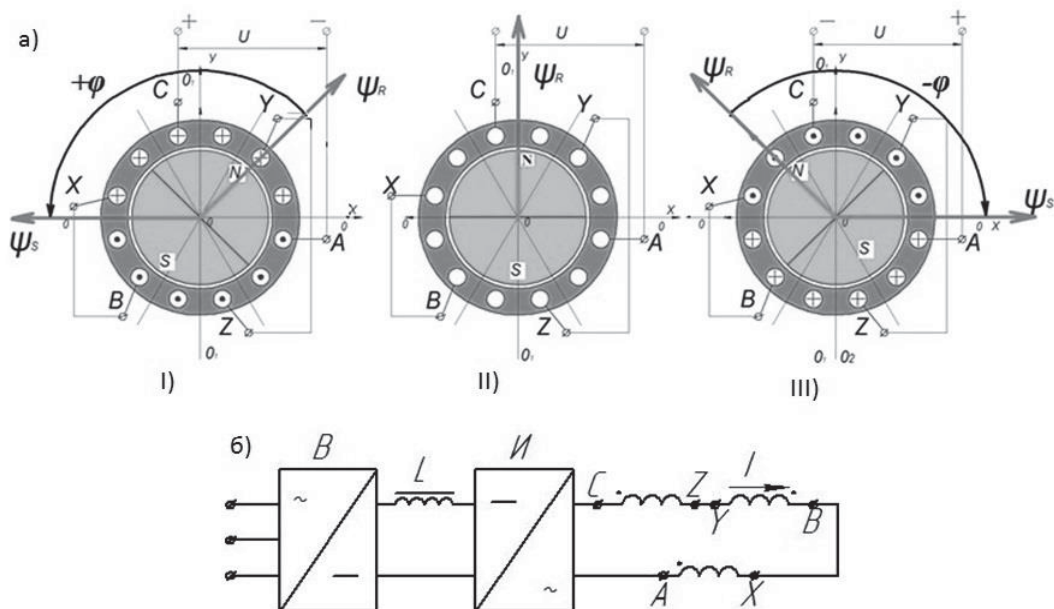


Рис. 2 а) Схемы потокосцеплений ротора и статора при начальной установке ротора (II) и различных направлениях токов в обмотках статора (I), (III), б) схема соединений источника питания и обмоток статора авторезонансного вентильного электропривода возвратно-вращательного движения

Отличительной особенностью резонансного возвратно-вращательного движения на основе вентильного электродвигателя является наличие тормозного режима при превышении угла (размаха) колебаний свыше допустимого теоретически. Эта особенность очень важна для резонансных машин вообще и для динамически

уравновешенного бурового снаряда в частности. Свойство ограничения угла колебаний позволяет работать устройству в любых режимах вплоть до холостого хода.

Для обеспечения работы бурового снаряда на резонансной частоте, т.е. для возбуждения авторезонансных колебаний в электроприводе возвратно-вращательного движения на каждом полупериоде колебаний в моменты времени перехода кривой скорости колебаний ротора относительно статора через нулевое значение на обмотки электродвигателя подают напряжение, формирующее электромагнитный момент M , изменяющийся синфазно со скоростью колебаний ротора φ' относительно статора [6] (рис. 3).

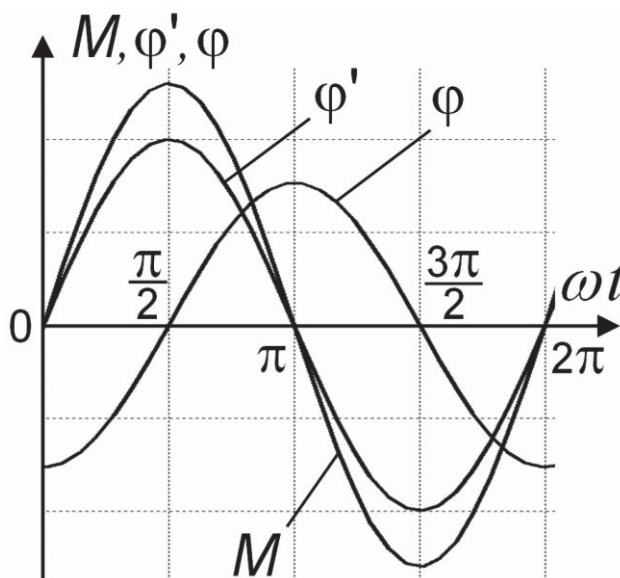


Рис. 3 - Графики установившихся вынужденных резонансных колебаний электромеханической системы

Разработанная система управления электроприводом возвратно-вращательного движения позволяет получать авторезонансные колебания электромеханической системы бурового снаряда, инвариантные к изменениям и нелинейностям динамических параметров системы и нагрузок на буровой коронке.

Основным устройством реализации указанного способа управления резонансными колебаниями является датчик скорости возвратно-вращательного движения, разработанный в Горном университете [5] (рис. 4). Датчик состоит из магнитопровода 1 с двумя кольцевыми полуобмотками с полюсным делением равным π , явнополюсного ротора датчика скорости с постоянными магнитами 3 и корпуса 5.

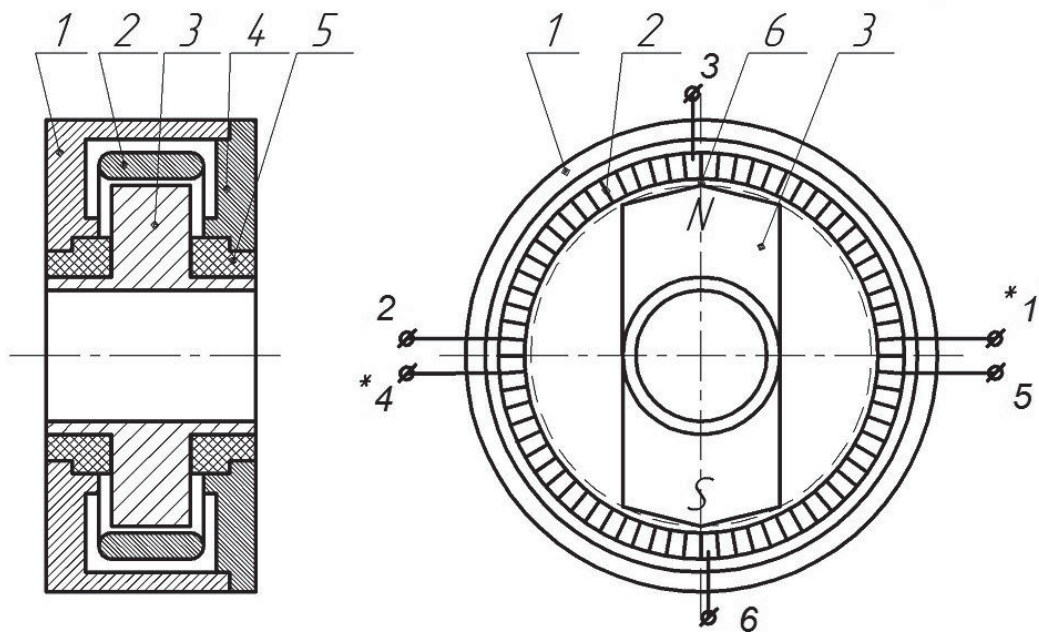


Рис. 4 – Бесконтактный датчик скорости вращения и положения ротора. 1 – корпус; 2 – магнитопровод с кольцевой обмоткой; 3 – ротор с постоянными магнитами, 4 – крышка, 5 – подшипник скольжения, 6 – зазор между статором и ротором

Бесконтактный датчик имеет шесть выводов обмоток магнитопровода: “1-2-3” и ”4-5-6”. Такое конструктивное исполнение позволяет получать различные напряжения на выходе в зависимости от схемы их соединения (рис. 5).

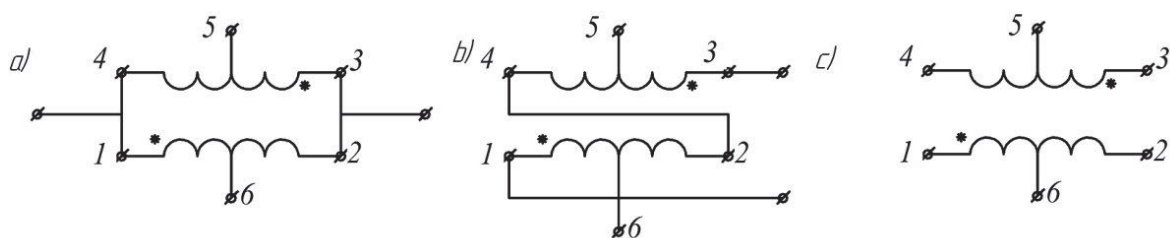


Рис. 5 - Схемы подключения обмоток бесконтактного датчика скорости вращения и положения ротора

Ротор датчика скорости устанавливается на валу электродвигателя с совмещением продольных осей симметрий роторов датчика и электродвигателя. Это позволяет реализовать замкнутую систему управления, при которой сигнал на реверсирование электромагнитного момента подаётся, когда скорость ротора и, соответственно, напряжение на выводах обмоток датчика равны нулю [1].

Для исследования авторезонансного электропривода возвратно-вращательного движения на основе вентильного электродвигателя разработан и изготовлен лабораторный физический макет электропривода динамически уравновешенного бурового снаряда (рис. 6). Он состоит из электродвигателя с магнитным ротором 3, колонковой трубы диаметром 45 мм с буровой коронкой марки 02И4-46 диаметром 46 мм 4, статорной трубы с упругим элементом (торсионом) 2 и системы подачи снаряда на забой 1. Для проведения работ по снятию осциллограмм процессов, протекающих в буровом снаряде, используется наборных панелей 14, на которые выведены контрольные точки принципиальной схемы и системы управления, панелей датчиков тока 8 и напряжения 9, системы управления 7, источников питания системы управления и датчиков 12, генератора сигналов 10, контрольно-измерительной аппаратуры 13, реостатов, имитирующих сопротивление грузонесущего кабеля 15, цифрового и лампового осциллографов 11.

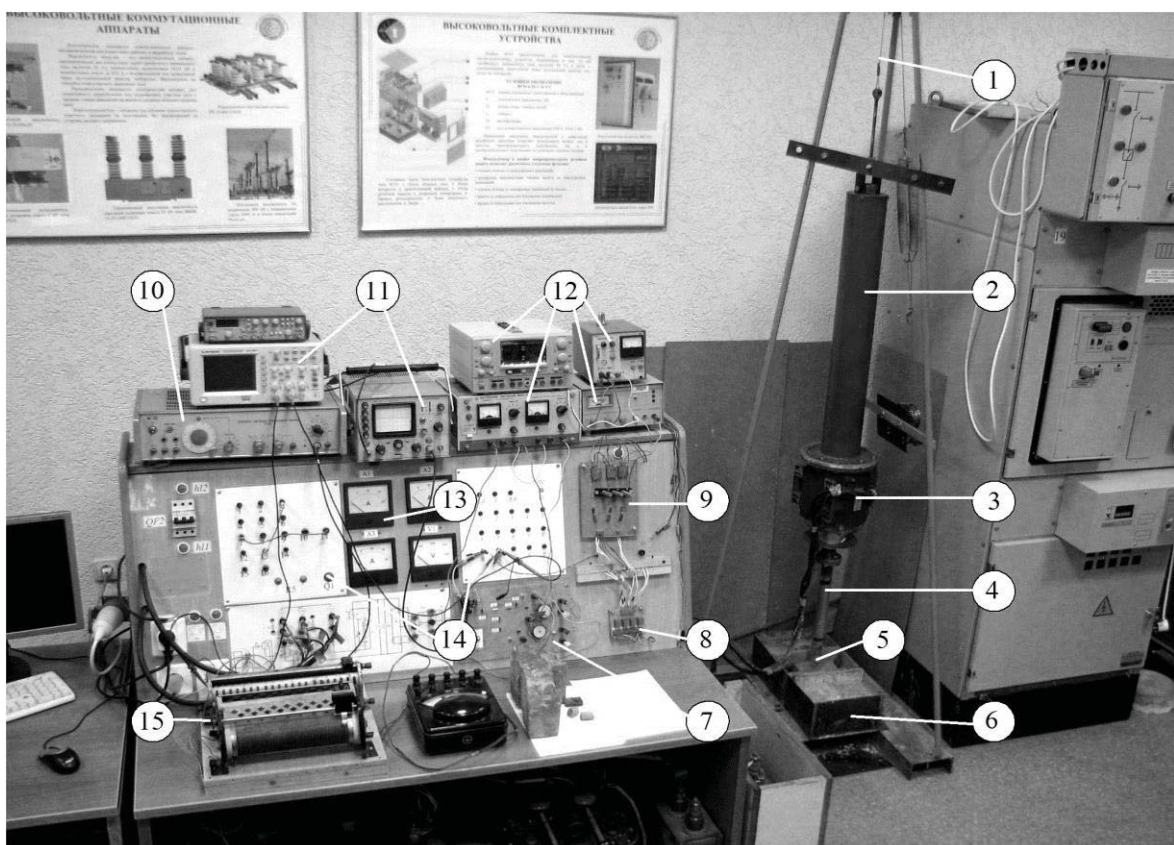


Рис. 6 - Лабораторный физический макет бурового снаряда: 1 – канат, 2–статорная труба, 3–электродвигатель с магнитным ротором, 4–колонковая труба, 5–алмазная буровая коронка, 6–цементный забой, 7–система управления, 8–датчики тока, 9–датчики напряжения, 10–генератор сигналов, 11–осциллографы, 12–источники питания системы управления и датчиков, 13–контрольно-измерительная аппаратура, 14–наборные панели, 15–реостаты

В качестве приводного двигателя используется вентильный электродвигатель со штатным трехфазным статором асинхронного электродвигателя и ротором на постоянных магнитах [4]. Такой электродвигатель дает возможность получить колебания с амплитудой 30, 60 и 90 геом. град. и углами размахов 60, 90 и 180 геом. град, в зависимости от схемы подключения обмоток статора.

При экспериментальных работах на лабораторном стенде качестве нагрузки на буровой коронке использовались цементные блоки различной плотности, а также материалы различной плотности

(кирпичи, и т.д.). При снятии данных осциллограмм в качестве нагрузки использовался красный полнотелый кирпич марки М150 (рис. 7).

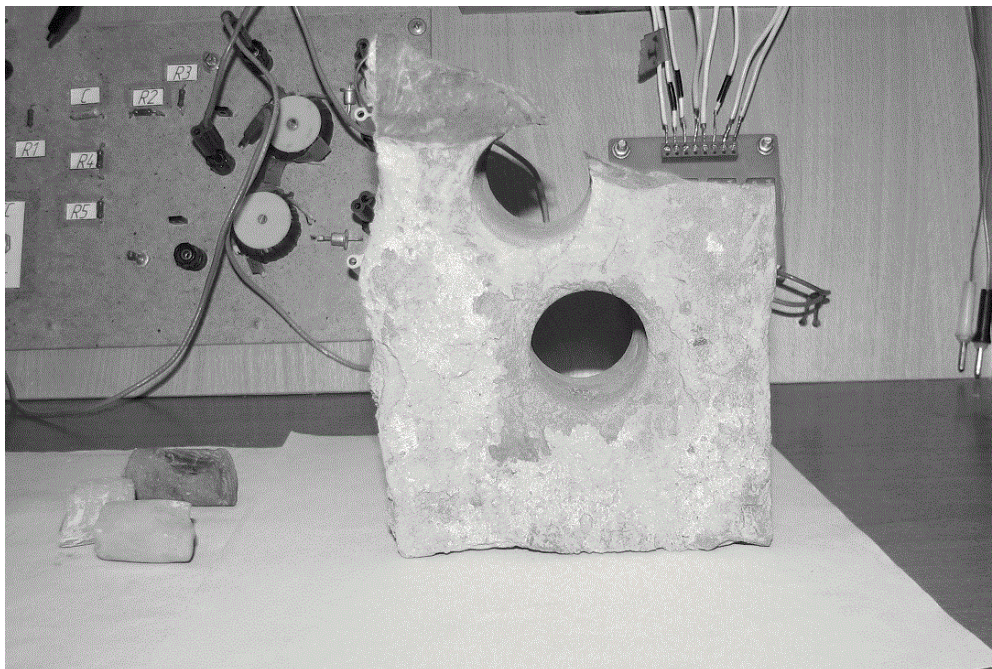


Рис 7 – Отверстие в полнотелом кирпиче марки М150 и полученный керн

При проведении исследований использовались разомкнутая (с подачей сигнала управления от генератора специальных сигналов) и замкнутая (с использованием датчика скорости) схемы управления. Замкнутая система управления обеспечивает устойчивую работу в авторезонансном режиме при изменении динамических параметров системы и нагрузок на буровой коронке. Это показано на рис 8. При увеличении или уменьшении нагрузки уменьшается или увеличивается частота при сохранении резонансных фазовых соотношений между моментом электродвигателя, скоростью и углом колебаний. Потребляемая мощность при работе с замкнутой системой приблизительно в 2 раза меньше, чем при работе с разомкнутой.

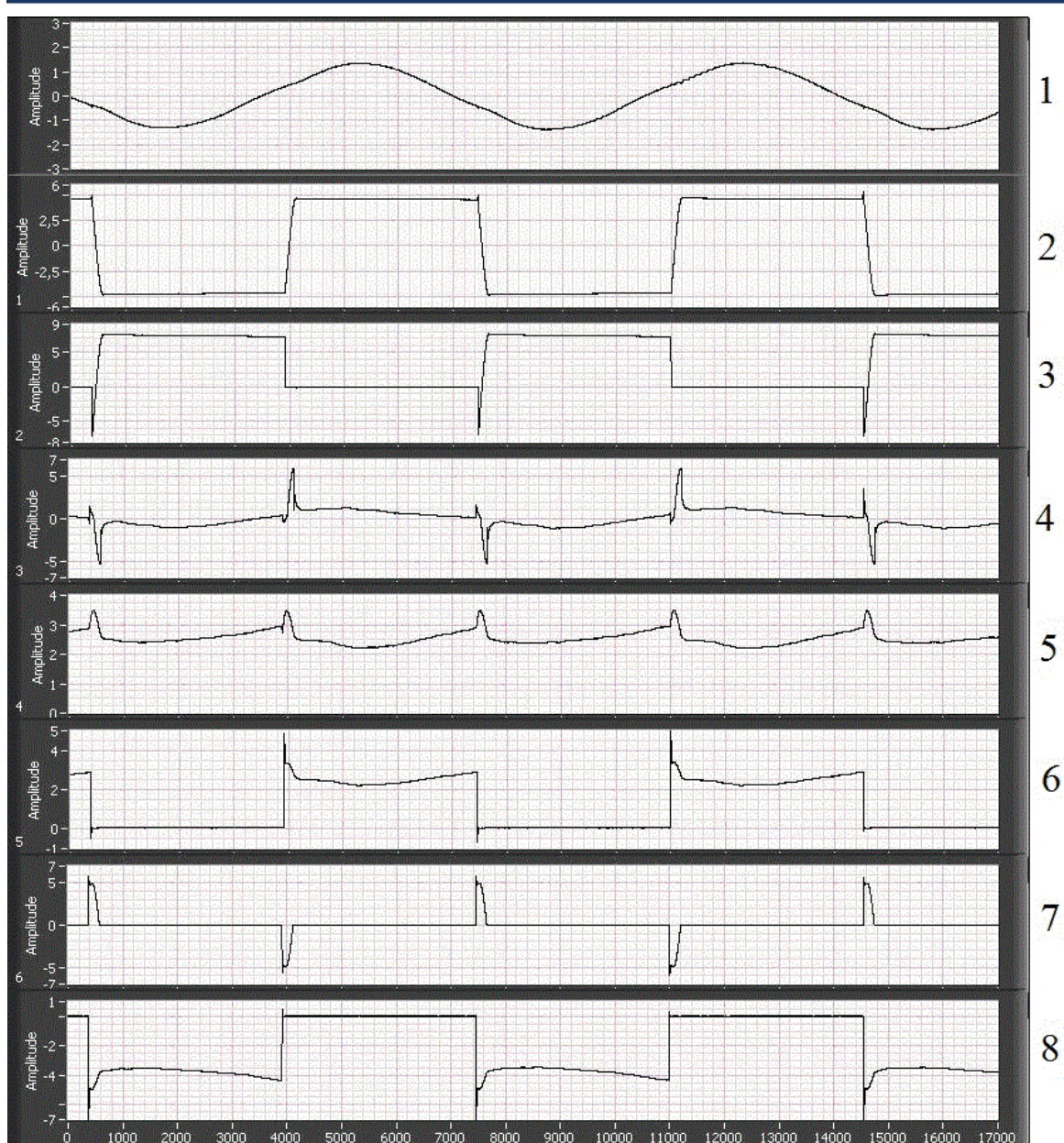


Рис. 8 - Осциллограммы лабораторной установки при работе в режиме резонанса с нагрузкой на буровой коронке: 1–напряжение на датчике скорости, 2–напряжение коммутирующего конденсатора, 3–напряжение на тиристоре, 4–напряжение рабочей обмотки, 5–ток обмотки возбуждения, 6 и 8–ток силовых тиристоров, 7–ток коммутирующего конденсатора

Динамически уравновешенный буровой снаряд может использоваться в различных областях бурения.

5 февраля 2012 года российскими учёными с помощью электромеханического бурового комплекса на основе бурового снаряда

КЭМС-132 выполнено вскрытие крупнейшего подледникового озера Восток на глубине 3769,3 метра. После вскрытия вода в скважине поднялась до уровня 3200 метров и затем опустилась до глубины 3424 метра и замёрзла. В настоящее время глубина скважины после повторного бурения равна 3724 метра и в будущем стоит задача повторного вскрытия озера для проведения исследований [9,10].

При повторном вскрытии подледникового озера для проведения исследований водной толщи предполагается выполнить расширение участка скважины, который заполнит поднявшаяся в скважину до заданного уровня вода. Этот диаметр будет определяться потребным временем работы исследовательской аппаратуры в глубинах озера. Возможности по расширению скважины снарядом КЭМС-132 ограничены диаметром 145 мм, чего может быть недостаточно. Динамически уравновешенный буровой снаряд, ввиду отсутствия необходимости компенсировать реактивный момент, может использоваться для выполнения этой задачи. Кроме того, снаряд подобной конструкции в отдалённой перспективе может использоваться и для взятия донных пород озера.

Значительное число продуктивных пластов, разрабатываемых нефтяных месторождений, склонно к выносу песка в призабойную зону добычных скважин, а также к образованию в этих зонах пробок из асфальтосмолопарафиновых отложений. Это приводит к существенному снижению дебита скважин. Так, например, при разработке некоторых нефтяных месторождений в республике Коми дебит добычных скважин снижается в 3-4 раза. Кроме того, при разработке месторождений высоковязкой нефти тепловыми методами для постановки в зону продуктивного пласта различных забойных электротермических устройств (скважинных электронагревателей или

электропарогенераторов), разработка которых ведется в Горном университете, необходимо иметь гарантированную чистоту и проектный диаметр призабойной зоны обрабатываемых скважин. Для выполнения операций по очистке призабойных зон добычных нефтяных скважин предлагается использовать мобильный буровой комплекс. Он включает в себя геофизический подъемник с пультом управления, размещенный на автомобильном шасси (рис. 9), и динамически уравновешенный буровой снаряд на грузонесущем кабеле (рис. 1).

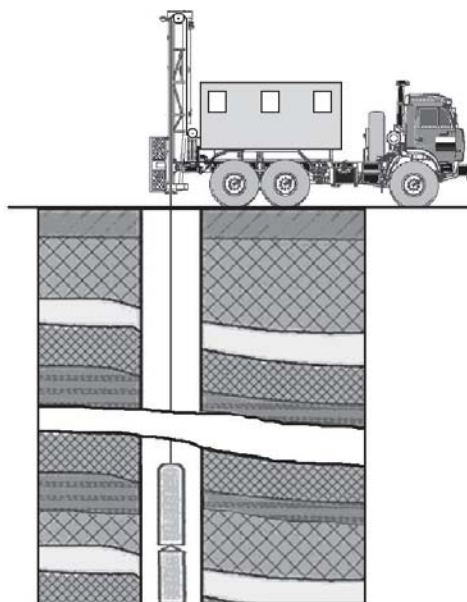


Рис.9. Мобильный комплекс для очистки призабойных зон скважин

Таким образом, создание авторезонансного динамически уравновешенного бурового снаряда на базе вентильного двигателя является перспективным направлением развития технологии и техники бурения скважин буровыми снарядами на грузонесущем кабеле.

Литература

1. Загривный Э.А., Губарь Н.С., Поддубный Д.А. Бесконтактный датчик скорости возврата – вращательных движений ротора и области его применения//«Современные проблемы науки и образования» – г. Саратов, 2013г – №3. – <http://www.science-education.ru/109-9159>.

2. Загривный Э.А., Губарь Н.С. Вентильный электропривод возвратно – вращательного движения динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле. // Материалы XVII Всероссийской научно - технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность». – г. Томск, 2011. – С.28-31.
3. Загривный Э.А., Губарь Н.С., Басин Г.Г. Имитационная модель динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле с авторезонансным вентильным электроприводом. // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – г.Уфа, 2013. – №1. – С.190-198.// http://www.ogbus.ru/authors/ZagrivniyEA/ZagrivniyEA_1.pdf.
4. Загривный Э.А., Губарь Н.С., Поддубный Д.А. Лабораторные экспериментальные исследования динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле с авторезонансным электроприводом возвратно – вращательного движения.// «Народное хозяйство республики Коми» – г. Воркута, 2013 – №1 – С.39-44.
5. Пат. 2488122 Россия МПК G 01P №3/48 (Бесконтактный датчик скорости вращения и положения ротора) Э.А.Загривный, А.Н.Фоменко, В.А. Иванник, Ю.А.Гаврилов, Н.С.Губарь. Заявлено. 13.02.2012; Оpubл. 20.07.2013, Бюл. № 20. – 8 с.: ил.
6. Пат. 2410826 Россия МПК H 02P №27/02 (Способ возбуждения и регулирования авторезонансных колебаний в электроприводе возвратно-вращательного движения.) Э.А. Загривный, Ю.А. Гаврилов. Заявлено. 12.04.2007; Оpubл. 27.10.2008, Бюл. № 30. – 7 с.: ил.
7. Пат. 2337225 Россия МПК H 02K №17/12 (Электромеханический колонковый буровой снаряд.) Э.А. Загривный, В.В. Рудаков, С.С. Стародед, Ю.А. Гаврилов. Заявлено. 20.07.2009; Оpubл. 27.01.2011, Бюл. № 3. – 10 с.: ил.
8. Пат. 2401503 Россия МПК H 02P №25/02 (Электропривод колебательного движения.) Э.А. Загривный, С.С. Стародед, Ю.А. Гаврилов. Заявлено. 06.04.2009; Оpubл. 10.10.2010, Бюл. № 28. - 15 с.: ил.
9. Литвненко В.С., Васильев Н.И., Дмитриев А.Н., Липенков В.Я. Результаты и особенности бурения скважины 5Г и первого вскрытия озера Восток // Сборник трудов международной научно-технической конференции имени Леонардо да Винчи – Берлин Wissenschaftliche Welle. V., 2013. – №1 – С. 137-146
10. Vasilev N.I., Kotlyakov V.M., Lipenkov V. Ya. Deep Drilling in Central Antarctica and Penetration into Subglacial Lake Vostok // Herald of the Russian Academy of Sciences. – Vol. 83, No. 4, – pp. 311-323
11. Vasiliev N.I., Talalay P.G., Bobin N.E., Chistyakov V.K., Zubkov V.M., Krasilev A.V., Dmitriev A.N., Yankilevich S.U., Lipenkov V.Y. Deep drilling at Vostok station, Antarctica: history and recent events //Annals of Glaciology. – 2007. – vol. 47. – P. 10-23

РАЗРАБОТКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА СИЛОВОГО ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА

Г.Р. Зиякаев, И.В. Кузнецов

*Национальный исследовательский Томский политехнический
 университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время при разработке месторождений полезных ископаемых, в строительстве, для бурения шпуров и скважин в горных породах, для разрушения каменных и бетонных блоков, твердых покрытий, забивки свай и труб широкое применение находят буровые машины ударно-вращательного действия. Перспективным направлением развития таких машин является создание безбойкового гидроимпульсного механизма.

В работах [1-4] была представлена принципиальная схема силового гидроимпульсного механизма для интенсификации бурения скважин малого диаметра (рис. 1).

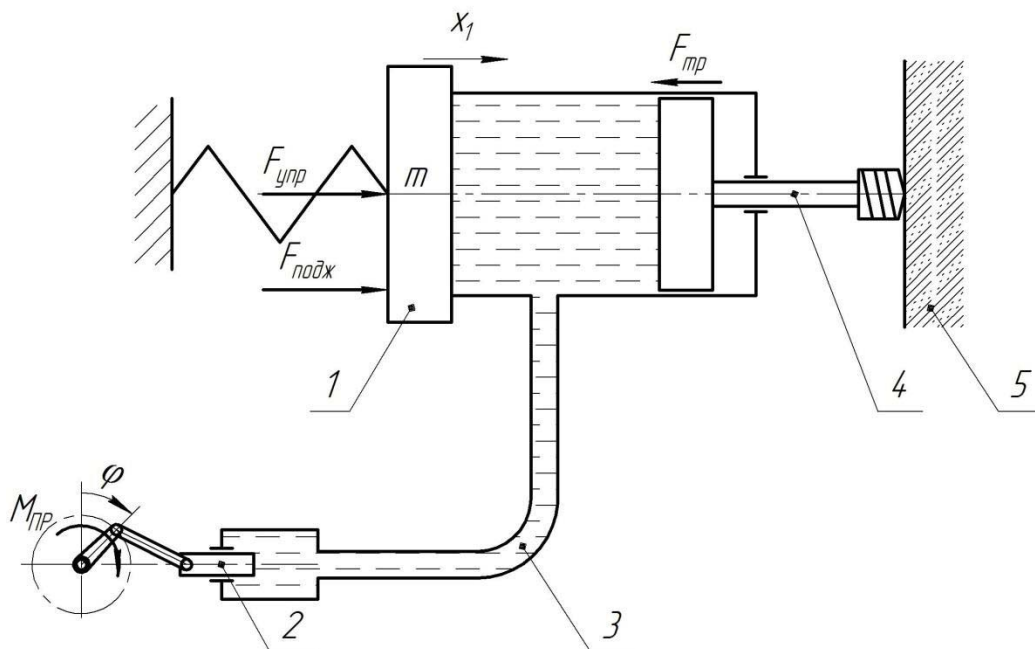


Рис. 1. Модель гидроимпульсного механизма:

1 – гидроцилиндр с активной массой; 2 – плунжер; 3 – рукав высокого давления (РВД); 4 – бурильный инструмент; 5 – разрушаемая порода

Импульсы давления жидкости формируются следующим образом. При работе гидропульсатора, плунжер совершает возвратно-поступательное движение, при этом создаются импульсы давления жидкости, которые передаются в гидроцилиндр. Так как гидроцилиндр поджат упругой силой, происходит его раскачка вместе с инерционной массой m . При этом происходит периодическое преобразование кинетической энергии массы m в потенциальную энергию деформированной системы жидкости и рукава – повышению давления в системе и обратно. При режиме работы системы близкого к резонансному, возникают импульсы давления значительной величины, которые через поршень и буровую штангу передаются на обрабатываемую среду.

Была получена система дифференциальных уравнений, описывающих процессы происходящие при работе гидроимпульсного механизма:

$$\begin{cases} m \frac{d^2 x_1}{dt^2} + k_{\text{ТР}} \frac{dx_1}{dt} + c x_1 = F_{\text{ПОДЖ}} - p S_{\text{ГЦ}}, \\ J_{\text{Р}} \frac{d^2 \varphi}{dt^2} = M_{\text{ПР}} - \chi \frac{d\varphi}{dt} - p S_{\text{ПЛ}} \cos \varphi r, \\ S_{\text{ГЦ}} \frac{dx_1}{dt} + S_{\text{ПЛ}} r \cos \varphi \frac{d\varphi}{dt} = C_{\text{V}} \frac{dp}{dt}. \end{cases}$$

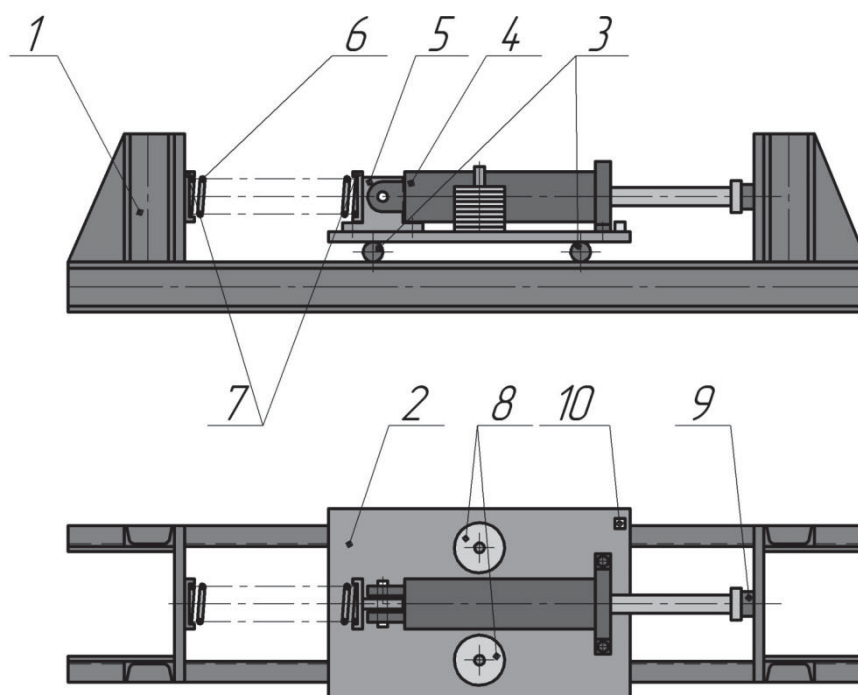
Здесь: m – масса, прикрепленная к корпусу гидроцилиндра; $k_{\text{ТР}}$ – коэффициент трения между поршнем и гидроцилиндром; c – жесткость пружины; p – давление в гидроцилиндре; $F_{\text{ПОДЖ}}$ – постоянное усилие поджима; $S_{\text{ГЦ}}$ – площадь поршня гидроцилиндра; $S_{\text{ПЛ}}$ – площадь плунжера; $J_{\text{Р}}$ – приведенный момент инерции вращающихся деталей ротора; $M_{\text{ПР}}$ – приводной момент двигателя; χ – коэффициент

демпфирования; r – радиус кривошипа; C_v – коэффициент упругости рукавов высокого давления.

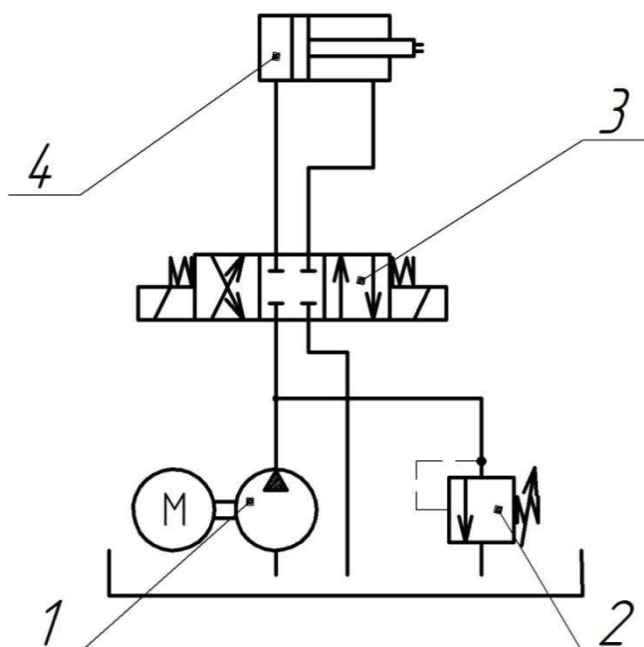
Для проверки теоретических исследований на кафедре Теоретической и прикладной механики Томского политехнического университета, разрабатывается экспериментальный стенд гидроимпульсного механизма.

Схема механической части стенда представлена на рис. 2. Неподвижная рама 1, изготовлена из швеллеров и стальных листов. Подвижное основание 2, из листовой стали толщиной 20 мм, может свободно перемещаться относительно рамы в продольном направлении с помощью цилиндрических роликов 3. Гидроцилиндр 4 жестко соединен с подвижным основанием 2 с помощью стойки 5, которая крепится болтами к основанию. Гидроцилиндр поджат в раме пружиной 6, которая фиксируется в установке с помощью стаканов 7. Активная масса установки может меняться с помощью грузиков 8. Силовые импульсы, создаваемые установкой, записываются датчиком силы 9, размещенным между штоком гидроцилиндра и рамой. Перемещения подвижного основания относительно рамы фиксируются акселерометром 10.

Гидравлическая часть стенда включает дозировочный плунжерный насос, регулируемый предохранительный клапан давления и трехпозиционный гидрораспределитель (рис. 3). Импульсы давления жидкости создаются за счет неравномерности подачи плунжерного насоса, трехпозиционный распределитель служит для изменения направления потока жидкости. С помощью регулирования предохранительного клапана давления изменяется величина предварительного поджатия пружины.



*Рис. 2. Схема механической части экспериментального стенда:
1 – рама; 2 – подвижное основание; 3 – ролики; 4 – гидроцилиндр; 5 –
стойка; 6 – пружина; 4 – стаканы; 8 – грузы; 9 – измеритель силы;
10 – акселерометр*



*Рис. 3. Гидравлическая схема экспериментального стенда:
1 – насос; 2 – предохранительный клапан; 3 – гидрораспределитель; 4
– гидроцилиндр*

Как было показано в [3], амплитуда импульсов давления будет максимальна в резонансном режиме, когда

$$\omega = k = \sqrt{\frac{c}{m} + \frac{S_{\text{ГЦ}}^2}{mC_V}}.$$

Для определения величины активной массы, при которой система находилась в резонансе, преобразуем:

$$m = \frac{1}{\omega^2} \left(c + \frac{S_{\text{ГЦ}}^2}{C_V} \right).$$

Частота вращения приводного вала плунжерного насоса равна $n = 2950 \text{ мин}^{-1}$. Следовательно $\omega = 308,7 \text{ с}^{-1}$.

Диаметр поршня гидроцилиндра равен $d = 100 \text{ мм}$, следовательно его площадь будет $S_{\text{ГЦ}} = 0,00785 \text{ м}^2$.

Жесткость пружины была измерена экспериментально и составила $c = 40000 \text{ Н/м}$.

Коэффициент упругости РВД также был найден экспериментально и оказался равен $C_V = 3,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3/\text{Па}$.

Найдем требуемую активную массу:

$$m = \frac{1}{308,7^2} \left(40000 + \frac{0,00785^2}{3,1 \cdot 10^{-12}} \right) = 209 \text{ кг}.$$

Доработка экспериментального стенда, экспериментальные исследования и их сравнение с аналитическими расчетами является предметом дальнейшего исследования.

Выводы:

1. Была представлена методика расчета параметров гидроимпульсного механизма исходя из условия его работы в резонансном режиме.

2. Жесткость поджимной пружины мало влияет остальные параметры гидроимпульсного механизма, т.к. $c \propto \frac{S_{ГЦ}^2}{C_V}$.

3. Наибольшее влияние на требуемую величину активной массы механизма оказывает коэффициент объемной упругости РВД.

4. Изменяя величину активной массы и коэффициента объемной упругости РВД можно подобрать параметры гидроимпульсного механизма так, чтобы он работал в режиме близком к резонансному при заданной частоте силовых импульсов.

Литература

1. Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Дифференциальные уравнения процессов гидроимпульсного силового механизма бурильных машин / Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. // Приволжский научный вестник. – 2013. – № 4 (20). – С. 32–36.
2. Пашков Е. Н., Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 5 – С. 26-31.
3. Pashkov E. N. , Ziyakaev G. R. , Tsygankova M. V. Differential equations of processes for the hydropuls power mechanism of drill machines // Applied Mechanics and Materials. - 2013 - Vol. 379. - p. 91-94 [6765-2013].
4. Патент на ПМ 133152 РФ. МПК7 E02D 7/10. Гидроимпульсная сваебойная машина / Е. Н. Пашков, Г. Р. Зиякаев, П. Г. Юровский, А. В. Пономарев. Оpubл. 10.10.2013 г.

ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К КОНСТРУКЦИИ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНОГО СНАРЯДА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ ТВЕРДЫХ И КРЕПКИХ ГОРНЫХ ПОРОД

А.В. Ковалев, Е.Д. Исаев

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Шароструйный способ бурения скважин реализуется с помощью шароструйно-эжекторных буровых снарядов (ШЭБС), осуществляющих непрерывную циркуляцию шаров в призабойной зоне. Способ был предложен в 1955 г. группой ученых американской нефтяной компании

«Картер Ойл К°». В исходной концепции данный способ предполагал следующие преимущества по сравнению с роторным бурением [9]:

- значительная продолжительность рейса, которая будет ограничиваться лишь износостойкостью шароструйного аппарата, т.к. в процессе бурения возможна замена износившихся шаров новыми;

- простота конструкции бурового снаряда;
- отсутствие необходимости в создании осевых нагрузок на долото;

- возможность бурения без вращения, что позволит уменьшить износ бурильных труб, использовать легкосплавные бурильные трубы.

Американские исследователи для проведения полевых испытаний использовали названный ими «гравитационно-инжекционный» буровой снаряд (рис. 1). В конструкции снаряда было предусмотрено использование специальных лап 7, контактирующих с забоем скважины для поддержания оптимального расстояния между долотом и забоем, не разрушая его. Важной особенностью данного снаряда является образование «облака резервных шаров» 8 на уровне сопла 2.

К недостаткам данной конструкции следует отнести:

- повышенный износ лап за счет контакта с горными породами и ударов циркулирующих шаров;

- необходимость во вращении бурового снаряда для разрушения зон забоя, перекрываемых лапами;

- перекрытие лапами значительной площади забоя, в связи с чем уменьшается эффективность шароструйного бурения;

- необходимость поддержания строго заданного расхода жидкости, т.к. при его уменьшении «облако резервных шаров» будет располагаться ниже сопла, а при повышении расхода жидкости – выше,

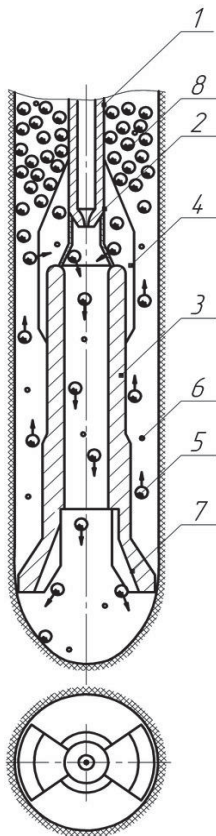
что приведет к снижению расхода шаров в камере смешения, следовательно, уменьшению эффективности шароструйного бурения.

Вышеперечисленные недостатки конструкции «гравитационно-инжекционного» бурового снаряда, а также отход от первоначальной концепции шароструйного бурения предопределили дальнейшие работы исследователей и производителей. К настоящему времени разработано множество различных конструкций шароструйно-эжекторных буровых снарядов [4], обеспечивающих:

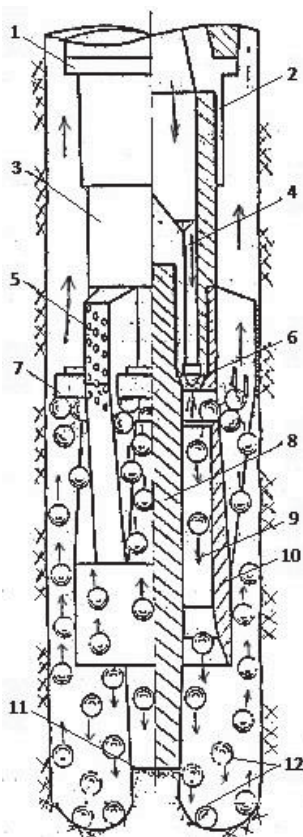
- поддержание требуемого диаметра скважины;
- поддержание оптимального расстояния между долотом и забоем;
- оптимальную траекторию движения шаров в призабойной зоне скважины.

Выбор и обоснование конструкции ШЭБС для бурения в твердых и крепких горных породах является важной исследовательской задачей.

Заурбековым С.А. в работе [2] указывается на малый расход шаров в камере смешения (не более 140 ш/с), осуществляемый струйным аппаратом с соплом и камерой смешения цилиндрической формы с их последовательным осевым расположением. В связи с этим был предложен снаряд с соплом 6 и камерой смешения 9 кольцевой формы, при этом центральная часть забоя скважины разрушается с помощью опоры 8, заканчивающейся твердосплавными зубками 11 (рис. 2). Такая конструкция обеспечивает поддержание оптимального расстояния между долотом и забоем в процессе бурения, использование задерживающего устройства 8 позволяет снять ограничения на максимальный расход промывочной жидкости, а также направлять шары во впускные окна.



**Рис. 1 «Гравитационно-инжекционный» буровой
 снаряд [9]: 1 – колонна бурильных труб; 2 –
 сопло; 3 – камера смешения; 4 – ребра; 5 –
 породоразрушающие шары; 6 – шлам выбуренной
 породы; 7 – лопаты; 8 – «облако резервных шаров»**



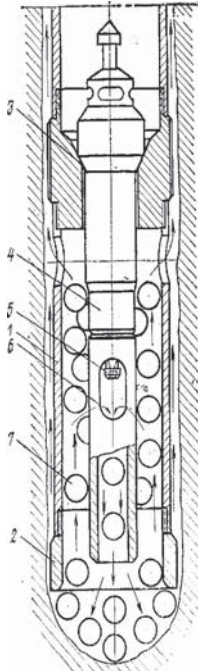
**Рис. 2 Шароструйно-эжекторный буровой
 снаряд с соплом и камерой смешения кольцевой
 формы (по Заурбекову С.А.):
 1 – калибратор; 2 – переводник; 3 –
 присоединительная головка; 4 – подводящие
 жидкость каналы; 5 – калибрующе-
 центрирующие ребра; 6 – кольцевое сопло; 7 –
 задерживающее устройство; 8 – опора снаряда;
 9 – кольцевая камера смешения; 10 – корпус
 снаряда; 11 – твердосплавные зубки; 12 – шары**

Однако данная конструкция обладает рядом недостатков:

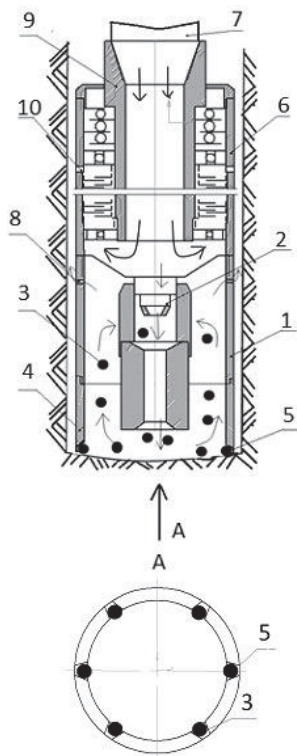
- наличие сопла щелевидной формы усложняет изготовление бурового снаряда;
- наличие опоры, разрушающей центральную часть забоя скважины, приводит к быстрому ее износу, особенно при бурении твердых и крепких горных пород;
- для работы снаряда необходимы вращение и осевая нагрузка на долото, что противоречит первоначальной концепции шароструйного бурения и усложняет процесс бурения;
- разрушение забоя комбинированным способом (периферийной части – шароструйным, центральной – вращательным) приводит к разной скорости разрушения, т.е. к сложности управления за процессом бурения;
- конструкция снаряда предусматривает использование шаров с меньшим максимально возможным диаметром, чем при использовании сопла и камеры смешения цилиндрической формы, в связи с чем согласно [2, 6–8] уменьшается эффективность шароструйного бурения;
- большое отношение диаметра используемых шаров к диаметру камеры смешения (принимается равным 0,8) приводит к необходимости увеличения расстояния между долотом и забоем для поддержания требуемого диаметра скважины, в связи с чем согласно [2, 6–8] уменьшается эффективность шароструйного бурения.

Ряд авторов [1, 5] считает эффективной конструкцию ШЭБС, в основе которой лежит струйный аппарат с соплом и камерой смешения цилиндрической формы с их последовательным осевым расположением, периферийная часть при этом разрушается механическим вооружением лопастного (рис. 3) и дробового (рис. 4) типов. Однако данные конструкции имеют недостатки, связанные с комбинированным

разрушением забоя скважины: износ механического вооружения
снаряда, необходимость во вращении и осевой нагрузке, сложность
управления за процессом бурения.



*Рис. 3. Шароструйно-эжекторный буровой
снаряд с механическим вооружением лопастного
типа: 1 – корпус; 2 – породоразрушающий
опорный башмак; 3 – гнездо; 4 – струйный
аппарат; 5 – сопло; 6 – камера смешения с
окнами; 7 – шары; 8 – головка*



*Рис. 4. Шароструйно-эжекторный буровой
снаряд с механическим вооружением дробового
типа: 1 – корпус; 2 – струйный аппарат; 3 –
породоразрушающие шары; 4 –
породоразрушающее кольцо; 5 – посадочные
гнезда; 6 – турбинный аппарат; 7 – колонна
бурильных труб; 10 – отверстия*

Резюмируя вышеизложенное, следует отметить, что проанализированные конструкции ШЭБС эффективны лишь для бурения в интервалах мягких и средних по крепости горных пород. При проектировании конструкции ШЭБС для бурения в интервалах твердых и крепких горных пород необходимо учитывать следующие требования:

- не должно быть постоянного контакта бурового снаряда с забоем скважины, т.е. буровые снаряды с лапами, опорой и опорным башмаком являются нерациональными;

- необходимо избегать вращения бурового снаряда, а также создание осевой нагрузки, т.к. это противоречит первоначальной концепции шароструйного бурения и усложняет процесс бурения;

- в основе должен лежать струйный аппарат с соплом и камерой смешения цилиндрической формы с их последовательным осевым расположением;

- камера смешения бурового снаряда должна оканчиваться диффузором, использование которого позволит шарам более интенсивно разрушать периферийную часть забоя скважины, тем самым можно поддерживать минимальное значение расстояния между долотом и забоем, что увеличит эффективность шароструйного бурения;

- необходимо использовать задерживающее устройство, позволяющее снять ограничения на расход промывочной жидкости, значение которого будет высоким для оптимального разрушения твердых и крепких горных пород;

- в процессе бурения необходимо осуществлять контроль над поддержанием оптимального расстояния между долотом и забоем и требуемого диаметра скважины;

- в конструкции бурового снаряда должна быть предусмотрена возможность замены изношенных шаров новыми в процессе рейса;

• конструкция бурового снаряда должна отличаться простотой устройства и эксплуатации. В этом случае техническое решение оказывается технологически и экономически оправданным [3].

Исходя из вышеперечисленных требований был спроектирован экспериментальный стенд для исследования ШЭБС с отражением сформулированных выше требований. Экспериментальные исследования, выполненные на экспериментальном стенде, позволили выявить рациональные геометрические и технологические параметры для предложенного нами бурового снаряда, который представлен на рис. 5.

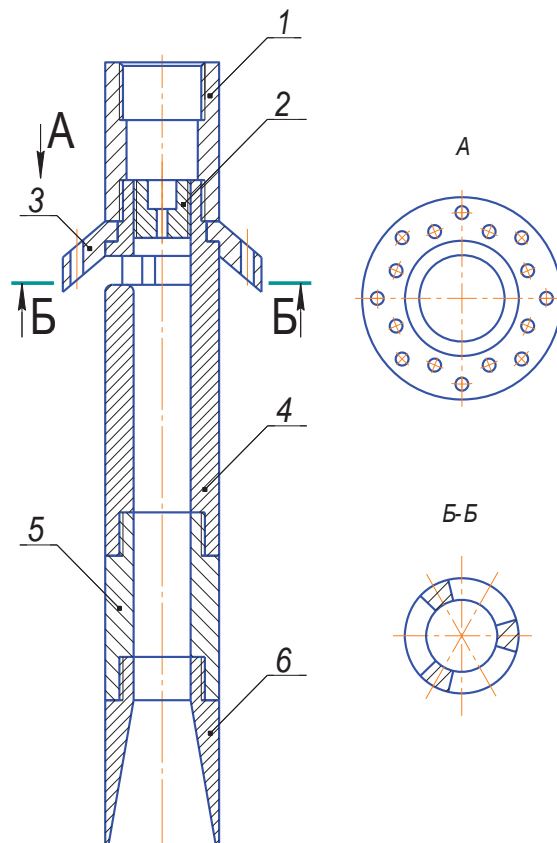


Рис.5 Шароструйно-эжекторный буровой снаряд:
 1 – переходник на нагнетательную магистраль; 2 – сопло;
 3 – задерживающее устройство; 4 – камера всасывания;
 5 – камера смешения; 6 – диффузор

Литература

1. Давиденко А.Н., Игнатов А.А. Абразивно-механическое ударное бурение скважин: монография / М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д.: НГУ, 2013. – 110 с.
2. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
3. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Усков Ю.Б. Оценка потенциальных возможностей прогрессивных методов бурения // Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. – М.: ВИЭМС, 1985. – 28 с.
4. Ковалев А.В., Якушев Д.А. Анализ технических средств для шароструйного бурения с целью выбора перспективных направлений для проведения опытно-конструкторских работ // Проблемы геологии и освоения недр: труды Восемнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – Т. 2. – С. 412–414.
5. Патент № 417599, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / А.Б. Уваков, В.В. Штрассер – № 1451266; Заявлено 15.06.1970; Оpubл. 28.02.1974.
6. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
7. Штрассер В.В. Исследование процессов разрушения горных пород ударами шаров (к теории шароструйного бурения): дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алма-Ата, 1966. – 217 с.
8. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p. 15.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА
ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ****Е.Д.Исаев, А.В. Ковалев, Ф.Р. Алиев**

Руководитель профессор Рябчиков С.Я.

***Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия***

В настоящее время на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета активно ведутся работы по разработке и исследованию шароструйного способа бурения. Данный способ, потенциально, может дать значительный прирост скорости бурения в интервалах твердых и крепких горных пород, сократить время на проведение спуско-подъемных операций, что приведет к снижению денежных затрат на сооружение скважины. Кроме того, шароструйный

способ бурения легко вписывается в существующую технологию бурения механическими способами с промывкой и не потребует значительного переоборудования буровой установки.

Шароструйный способ бурения основан на разрушении горных пород посредством воздействия металлических шаров, обладающих большой кинетической энергией непосредственно перед контактом с породой и многократно циркулирующих в призабойной зоне скважины за счет струйного аппарата. Исследования в данном направлении велись еще с середины XX века. Однако шароструйный способ бурения не был в должной мере изучен и все еще находится на стадии разработки.

На эффективность разрушения горных пород при шароструйном бурении оказывает влияние ряд технологических параметров режима бурения (рис. 1).

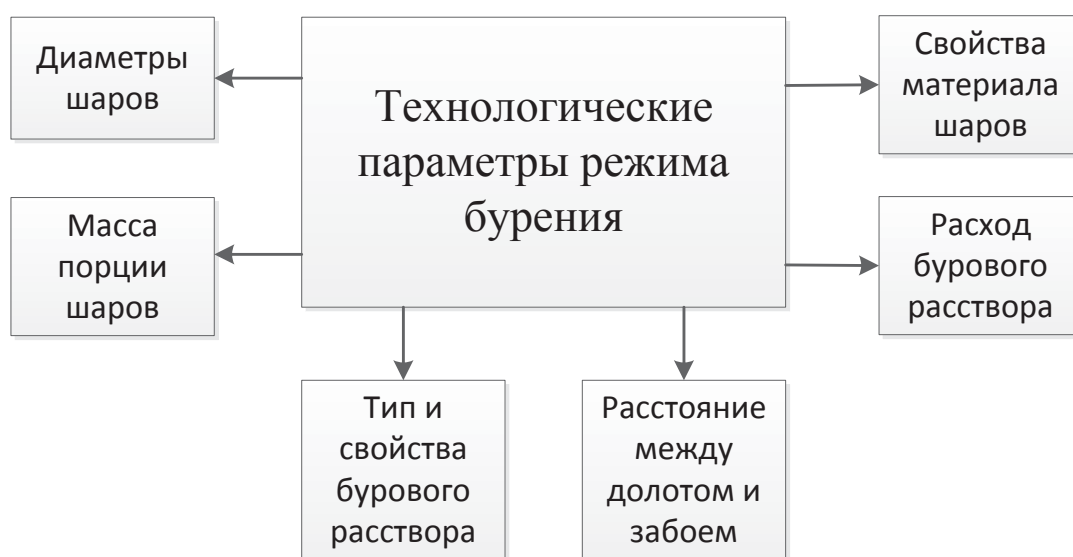


Рис.1 Классификация технологических параметров режима бурения, определяющих эффективность шароструйного бурения

Результаты исследований различных технологических параметров шароструйного бурения, представленные в работах [1, 4–6], а также интерпретация полученных ими результатов выглядят достаточно противоречивыми и неубедительными. На момент проведения

исследований отсутствовали технические средства, позволяющие более детально изучить динамику движения шаров во время процесса бурения. Вследствие этого, выводы и рекомендации, представленные исследователями, базировались, главным образом, на их умозаключениях, и могут нести в себе ошибочную информацию. В связи с этим необходимо проверить правильность ранее полученных результатов и разработать рекомендации для выбора рациональных режимных параметров бурения, исходя из информации, полученной с помощью визуализации быстротекающего процесса движения шаров.

Для проведения исследований технологических процессов шароструйного бурения был сконструирован и изготовлен стенд в масштабированном варианте [3], общий вид которого представлен на рис. 2. На поддон 1 устанавливается стакан 10, фиксируемый специальным зажимом 3. Стакан предназначен для размещения образца разрушаемого материала и визуального наблюдения за процессом всасывания и перемещения частиц. На поддон крепится стойка 5, в верхней части закрепляемая кронштейном 4. С целью задания необходимого расстояния от долота до образца разрушаемого материала и обеспечения возможности плавного спуска инструмента в модель скважины по мере ее углубления на стойке установлен механизм подачи долота 6 на основе фрикционной реечной передачи с маховиком 12. Жидкость подводится через напорную магистраль 7 и переводник 8 к буровому снаряду 9, производит полезную работу и с продуктами разрушения истекает из стакана в поддон и далее направляется в сливную магистраль 2. Для измерения давления в напорной магистрали перед долотом установлен манометр 11. Для принудительной подачи шаров в технологические окна в конструкцию шароструйно-

эжекторного бурового снаряда включено задерживающее устройство 13 конусной формы, которое вместе с центратором 14 центрирует долото в стакане 10.

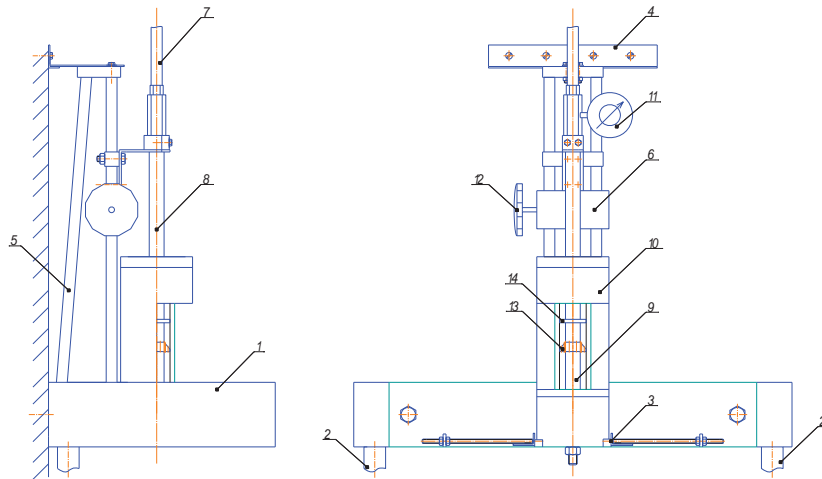


Рис.1 Общий вид лабораторного стенда:

- 1 – поддон; 2 – сливная магистраль; 3 – зажим стакана;
 4 – кронштейн; 5 – стойка; 6 – механизм подачи долота;
 7 – напорная магистраль; 8 – переводник; 9 – шароструйно-
 эжекторный буровой снаряд; 10 – стакан; 11 – манометр;
 12 – маховик для управления механизмом подачи;
 13 – задерживающее устройство; 14 – центратор

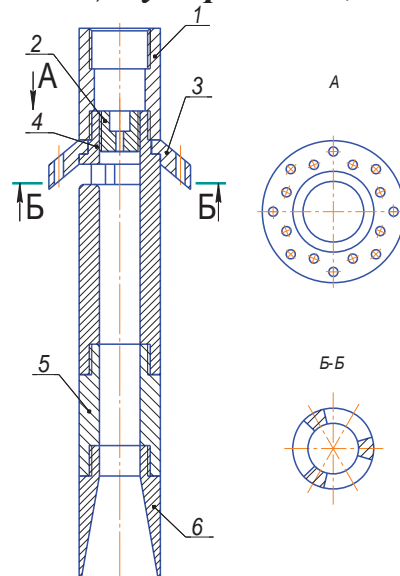


Рис.3 Шароструйно-эжекторный буровой снаряд:

- 1 – переходник на нагнетательную магистраль; 2 – сопло;
 3 – задерживающее устройство; 4 – камера всасывания;
 5 – камера смешения; 6 – диффузор

Конструкция шароструйно-эжекторного долота представлена на рис. 3.

Экспериментальные исследования проводились по следующим методикам:

1. Забурка скважины. Бурение проводилось на образцах керамической плитки. При этом в течение запланированного времени производилось бурение без опускания бурового снаряда. Далее измерялись геометрические параметры скважины (рис. 4).

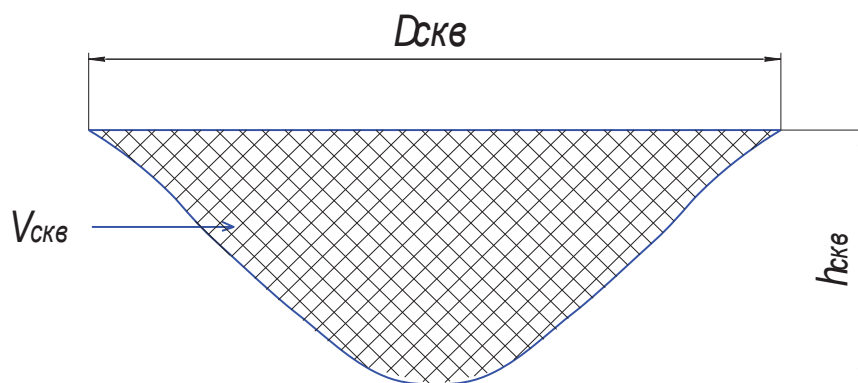


Рис.4 Измеряемые геометрические параметры скважины при забурке

2. Высокоскоростная съемка со скоростью записи 3600 кадров в секунду для визуализации быстропротекающих процессов шароструйного бурения. При этом производилась забурка скважины буровым снарядом, изготовленным из прозрачного материала. Далее при помощи специальных компьютерных программ анализировалось записанное видеоизображение.

3. Бурение с расхаживанием бурового снаряда (рис. 5). Бурение проводилось на образцах мрамора. После проходки определенного интервала (рис. 5, б) буровой снаряд кратковременно опускался на забой скважины (рис. 5, в) и поднимался до запланированного расстояния между долотом и забоем (рис. 5, г). Расхаживание производилось с периодичностью $t_{рас}$. После проведения эксперимента измерялись

диаметр скважины $D_{скв}$, глубина скважины h , глубина цилиндрической части $h_{цч}$ и глубина в точке соприкосновения долота с забоем h_{δ} (рис. 6).

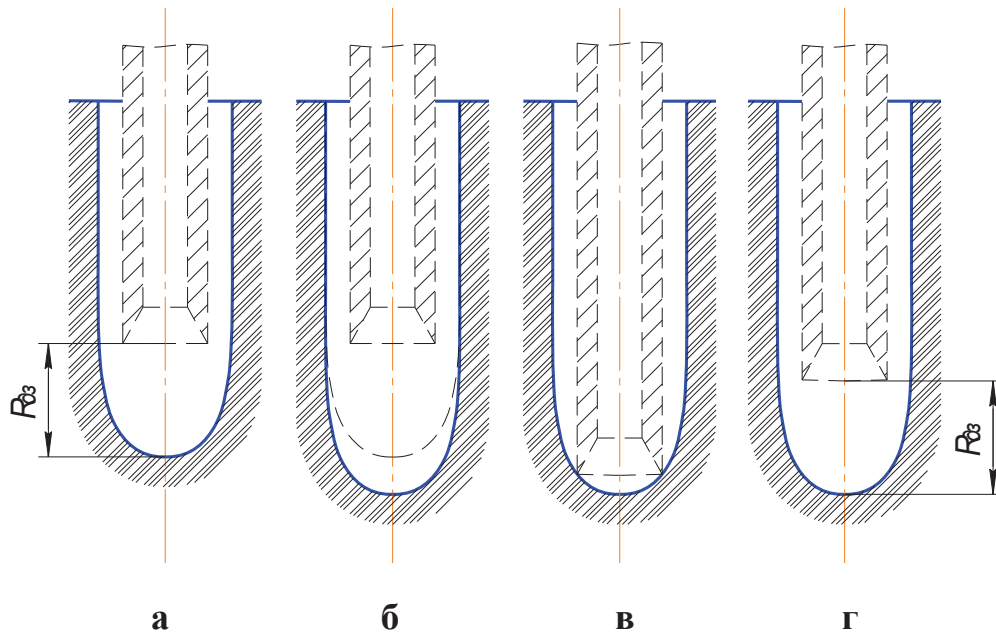


Рис.5 Схема поддержания оптимального расстояния между долотом и забоем путем расхаживания бурового снаряда

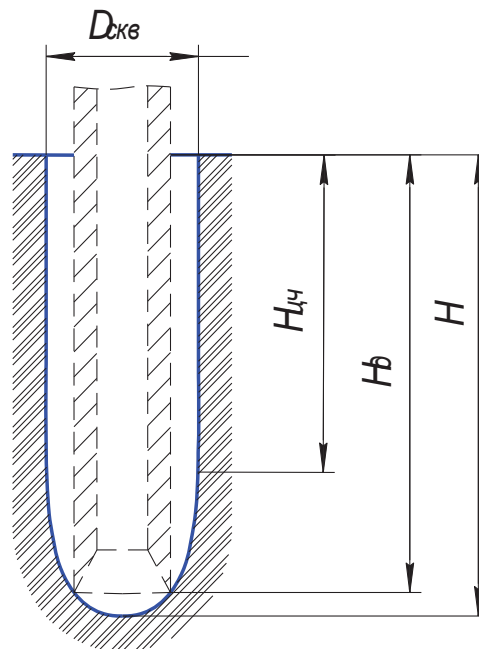


Рис.6 Геометрические параметры скважины при бурении с расхаживанием бурового снаряда

Минимальное количество повторных экспериментов принималось равным трем. Далее рассчитывались среднее арифметическое,

дисперсия, среднее квадратичное отклонение и коэффициент вариации измеряемого параметра [2]. Коэффициент вариации не превышал 10%, что говорит о хорошей воспроизводимости полученных результатов.

При прочих равных условиях было проведено исследование влияния расстояния между долотом и забоем на эффективность разрушения при забурке скважин.

Установлено, что при увеличении расстояния между долотом и забоем увеличивается диаметр скважины и уменьшается ее объем (рис. 7). При этом скорость бурения снижается.

Характер увеличения диаметра скважины при этом можно отразить формулой:

$$R_{\text{скв}} = R_{\text{кс}} + R_{\text{дз}} \cdot \operatorname{tg} \alpha_{\text{рд}}, \quad (1)$$

где $R_{\text{скв}}$ – радиус скважины, мм; $R_{\text{кс}}$ – радиус камеры смещения, мм; $R_{\text{дз}}$ – расстояние между долотом и забоем, мм; $\alpha_{\text{рд}}$ – угол раскрытия диффузора.

Как известно [4], объем скважины $V_{\text{скв}}$ вычисляется по формуле:

$$V_{\text{скв}} = V_{\text{ш}} \cdot Q_{\text{ш}} \cdot t \cdot \rho, \quad (2)$$

где $V_{\text{ш}}$ – объем воронки разрушения при ударе одного шара; $Q_{\text{ш}}$ – расход шаров в камере смещения, шт/с; t – время бурения; ρ – коэффициент, учитывающий снижение скорости разрушения в реальных условиях.

Благодаря применению высокоскоростной съемки удалось определить величину $Q_{\text{ш}}$ при варьировании расстояния между долотом и забоем в ряду 5–10–15 мм (табл. 1). Как видно, при увеличении расстояния между долотом и забоем расход шаров в камере смещения снижается. При увеличении расстояния с 5 мм до 10 мм, значение $Q_{\text{ш}}$ снижается на 10,3%, при увеличении расстояния с 5 до 15 мм – на 29,9%. В связи с уменьшением расхода шаров согласно формуле (2) должен

уменьшаться объем скважины, что подтверждается результатами, представленными на рис. 7.

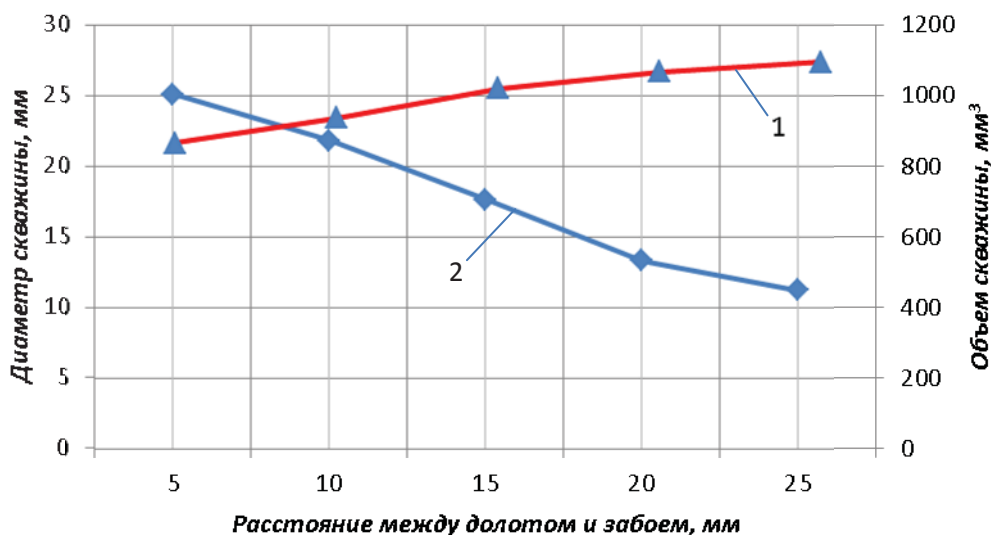


Рис. 7 Зависимость диаметра (1) и объема (2) скважины от расстояния между долотом и забоем

Таблица 1

Расход шаров в камере смешения при разных значениях расстояния между долотом и забоем

Расстояние между долотом и забоем, мм	5	10	15
Расход шаров в камере смешения, ш/с	583	529	497

Наблюдения за процессом движения шаров показали, что в области под буровым снарядом наблюдаются скопления шаров, которые не могут быстро покинуть эту область. Причем при увеличении расстояния между долотом и забоем скоплений больше (рис. 8), что в свою очередь приводит к уменьшению расхода шаров в камере смешения. Взаимодействие нисходящего и отраженного потоков при малом расстоянии ведет к тому, что шары, отскочившие от горной породы, быстрее направляются в затрубное пространство, а при

большом расстоянии – падающие шары бомбардируют шары, отскочившие от горной породы, что ведет к их скоплениям под долотом.

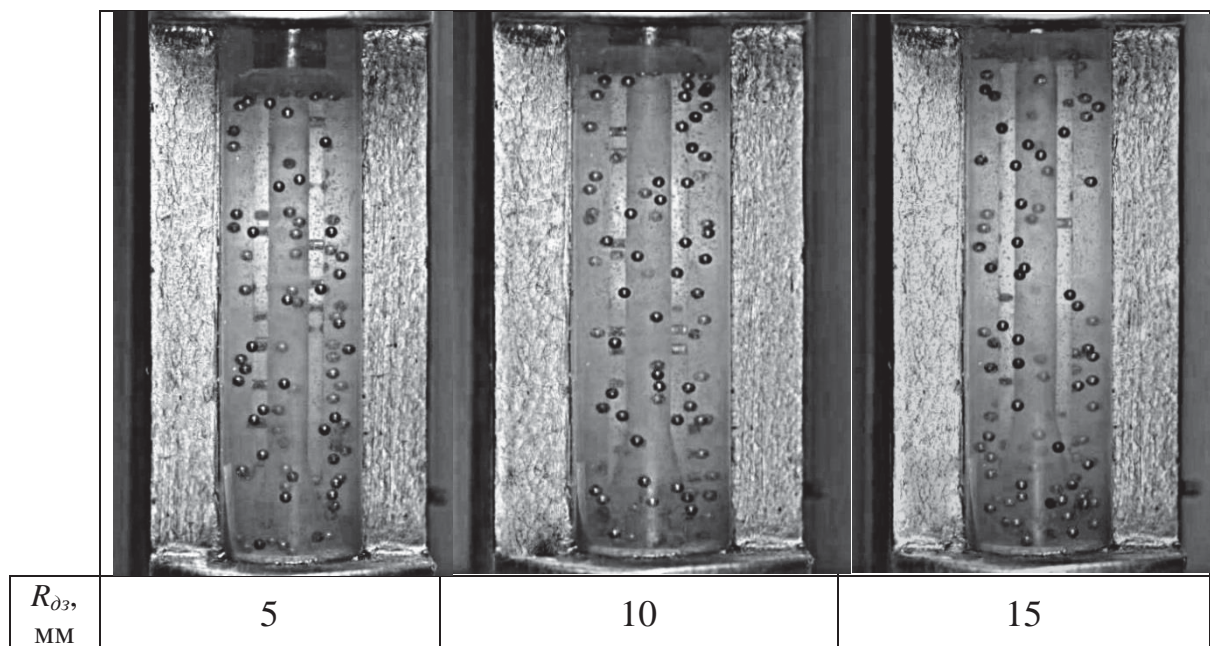


Рис.8 Кадры, иллюстрирующие концентрацию шаров в затрубном пространстве при варьировании расстояния между долотом и забоем

Было проведено исследование влияния расстояния между долотом и забоем на эффективность разрушения мрамора при бурении с расхаживанием бурового снаряда. Расстояние между долотом и забоем составляло 5, 10, 15 мм.

По окончании бурения замерялись геометрические параметры скважин (табл. 2) и сканировалась их форма (рис. 9). По полученным результатам можно сделать вывод, что при увеличении расстояния между долотом и забоем увеличивается диаметр скважины, уменьшаются ее объем и глубина. Т.е. подтверждаются зависимости, полученные при забурке скважин с образованием криволинейного забоя, представленные выше.

Таблица 2
Геометрические параметры скважин при варьировании расстояния между долотом и забоем

Расстояние между долотом и забоем $R_{\partialз}$, мм	Геометрические параметры скважины				
	Объем скважины $V_{скв}$, мм ³	Диаметр скважины $D_{скв}$, мм	Глубина цилиндрической части скважины $h_{цч}$, мм	Глубина в точке соприкосновения долота с забоем h_{∂} , мм	Полная глубина скважины h , мм
5	31800	25,5	52	65,2	69,9
10	29800	26,5	44	57	61
15	27000	27	36	52,1	56,7

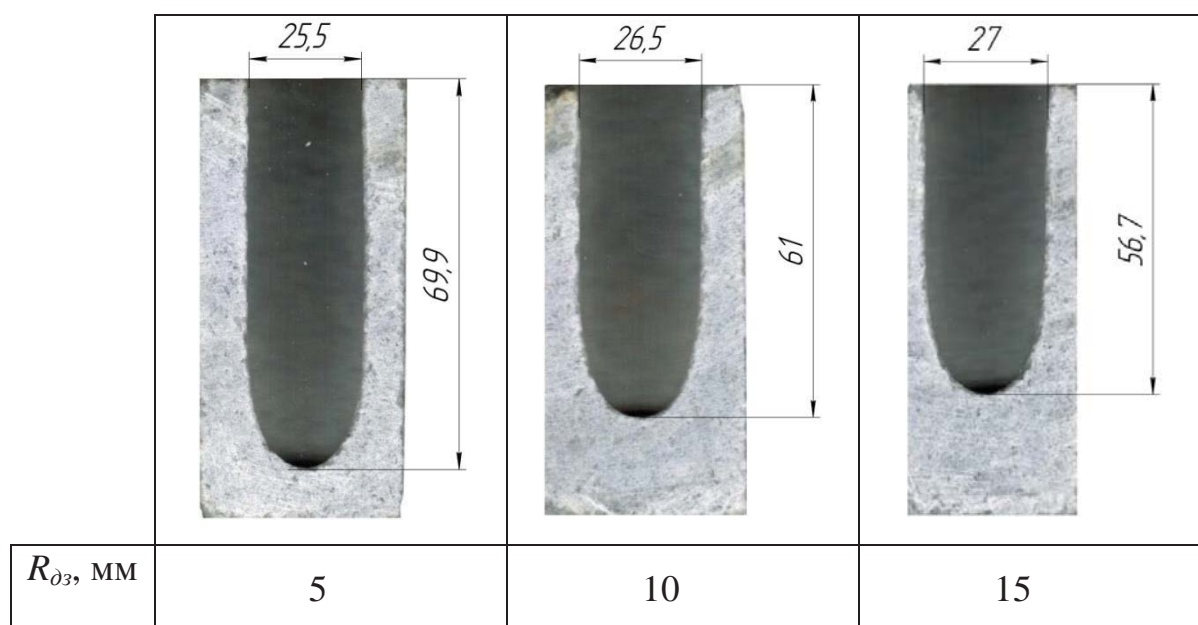


Рис.9 Скважины, пробуренные при варьировании расстояния между долотом и забоем

Экспериментальные исследования влияния массы порции шаров на эффективность шароструйного бурения проводились при забурке скважины в керамической плитке.

Установлено, что при увеличении массы порции шаров диаметр скважины слабо зависит от массы порции шаров (рис. 10). При увеличении массы порции шаров объем скважины вначале

увеличивается, а потом уменьшается, что говорит о наличии оптимального значения массы порции шаров для конкретных условий бурения. Вследствие меньшего количества ударов шаров в начале эксперимента наблюдается меньший объем скважины. При увеличении массы порции шаров до оптимального значения наблюдается увеличение объема скважины до определенного предела. Дальнейшее повышение массы порции шаров приводит к снижению объема скважины, а при достижении критической массы порции шаров бурение вовсе прекращается в связи с заклиниванием шаров в затрубном пространстве под задерживающим устройством.

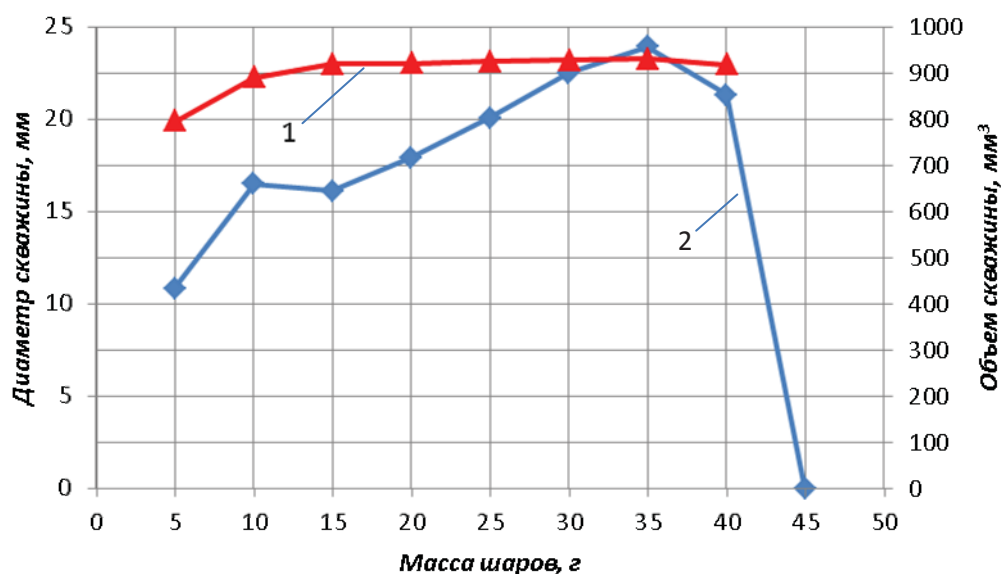


Рис.10 Зависимость диаметра (1) и объема (2) скважины от массы порции шаров

Была проведена видеорегистрация процесса бурения при варьировании массы порции шаров в ряду 5–15–25 г. Обработка видео позволила определить количество шаров, проходящих через камеру смешения в единицу времени (табл. 3). По полученным данным видно, что с увеличением массы порции шаров их расход в камере смешения увеличивается, что приводит к повышению эффективности бурения.

Таблица 3

Расход шаров в камере смешения при разных значениях массы порции шаров

Масса порции шаров, г	5	15	25
Расход шаров, шт/с	176	525	824

Также найдена причина уменьшения эффективности разрушения при большой массе порции шаров. Дело в том, что при увеличении общего количества шаров в призабойной зоне наблюдаются скопления шаров под буровым снарядом. В результате шары, движущиеся в сторону забоя, не долетая до него, сталкиваются с шарами, отскочившими от забоя скважины. Кроме того, при большом значении порции шаров наблюдаются их скопления в затрубном пространстве напротив технологических окон, что приводит к уменьшению их расхода в камере смешения в связи с неравномерным их поступлением.

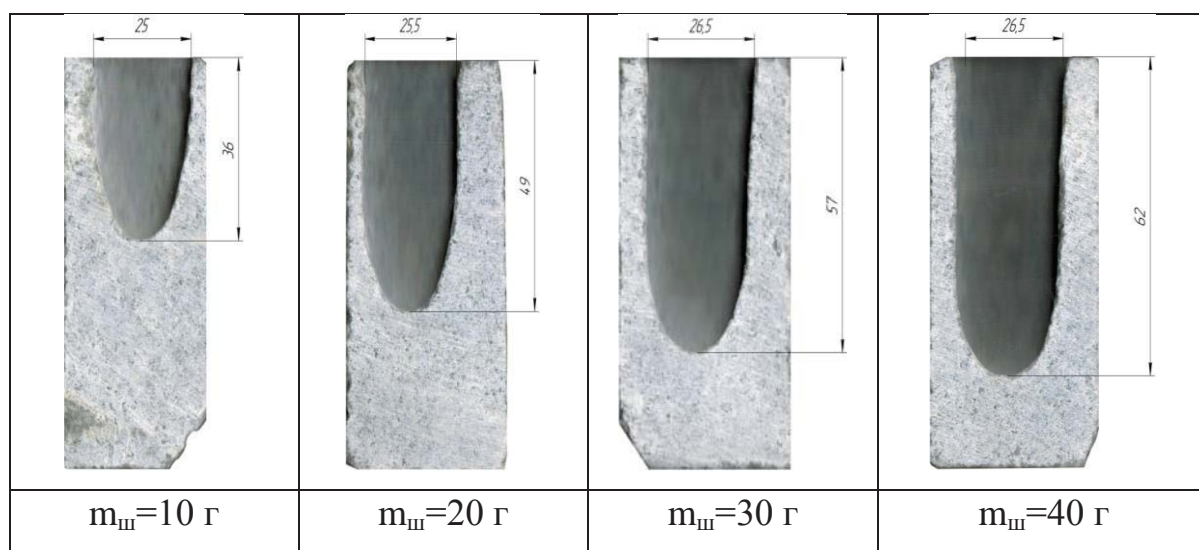


Рис.11 Форма скважин при варьировании массы порции шаров

Исследование влияния массы порции шаров на эффективность разрушения также проводились при бурении скважин в образцах мрамора с расхаживанием снаряда. Результаты исследований подтвердили полученные при забурке скважины зависимости (рис. 11).

Экспериментальные исследования влияния диаметра шаров на эффективность шароструйного бурения проводились при забурке скважины с образованием криволинейного забоя. В связи с тем, что при использовании шаров различных диаметров оптимальная масса порции шаров будет иметь разные значения, исследования проводились при варьировании массы порции шаров.

На рис. 12 представлен график зависимости объема скважины от массы порции шаров диаметрами 2; 3 и 3,5 мм. При бурении шарами диаметром 2,5 мм наблюдались значительные их скопления в затрубном пространстве под задерживающим устройством, в связи с чем было принято решение о нецелесообразности их дальнейшего использования. Установлено, что в ряду диаметров используемых шаров 2–3–3,5 мм значение оптимальной массы порции шаров имеет одинаковое значение: 30 г. Диаметр скважины и ее объем при оптимальной массе шаров в ряду диаметров 2–3–3,5 мм имеют почти одинаковую величину. Также следует отметить, что в пределах измерений заклинивание шаров диаметром 2 мм не было выявлено.

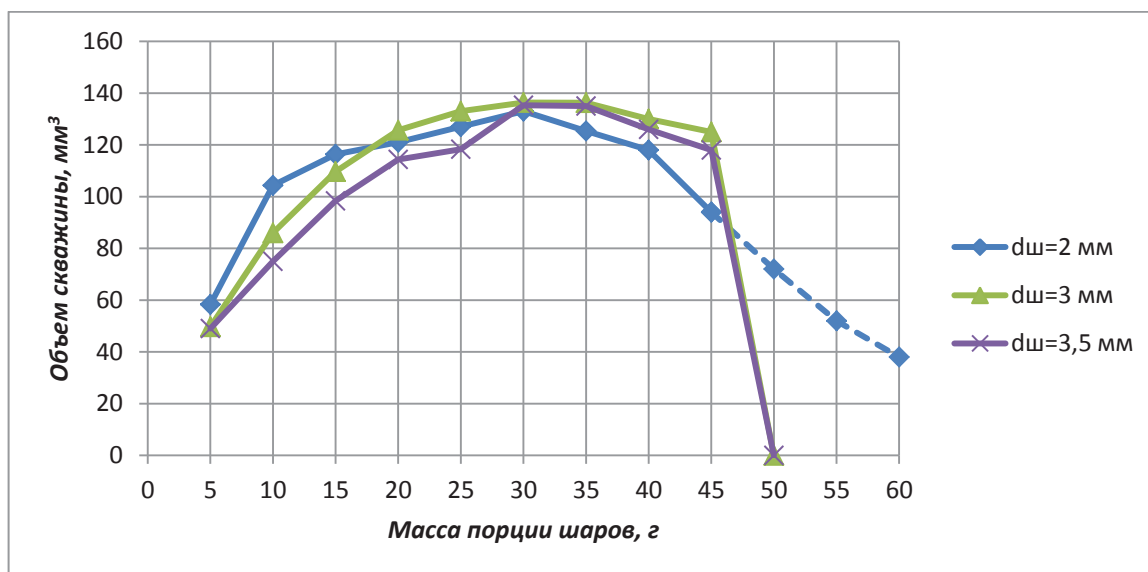


Рис.12 Зависимость объема скважины от массы порции шаров

Результаты исследований влияния диаметра шаров на эффективность разрушения мрамора при бурении скважин с расхаживанием бурового снаряда приведены в табл. 4. Установлено, что при увеличении диаметра шаров увеличивается диаметр скважины, ее глубина и объем.

Таблица 4
Влияние диаметра шаров на эффективность шароструйного бурения

Диаметр шаров $D_{ш}$, мм	Объем скважины $V_{скв}$, мм ³	Диаметр скважины $D_{скв}$, мм	Глубина цилиндрической части скважины $h_{цч}$, мм	Глубина в точке соприкосновения долота с забоем $h_{д}$, мм	Полная глубина скважины h , мм
2	19000	23	31,2	45	49,9
3	26600	23,9	41,6	55	58,7
3,5	29800	25,8	45,8	58,7	63,3

Таблица 5
Расход шаров и средняя скорость движения шаров различного диаметра на разных участках камеры смешения

Диаметр шара $d_{ш}$, мм	Масса одного шара, г	Расход шаров $Q_{ш}$, шт/с	Общее количество шаров, участвующих в разрушении N , шт	Участок движения в камере смешения	Средняя скорость движения шара V_y , м/с	Средняя кинетическая энергия одного шара $E_{кин}$ при вылете из камеры смешения, мДж
2	0,033	1461	304	начальный	7,42	2,682
				конечный	9,03	
				конечный	8,03	
3	0,111	529	90	начальный	7,08	7,023
				конечный	7,95	
3,5	0,175	252	57	начальный	6,62	9,816
				конечный	7,48	

Для интерпретации полученных результатов была проведена высокоскоростная съемка. Обработка полученных видеофрагментов позволила определить расход и скорости шаров в камере смешения при бурении шарами различных диаметров (табл. 5).

Анализ данных, представленных в табл. 5, показал, что увеличение объема скважины с ростом диаметра шаров достигается за счет большей в момент соударения с забоем кинетической энергии шаров, что приводит к увеличению объема горной породы, разрушенной при ударе одним шаром.

Выводы

В ходе экспериментальных исследований были получены зависимости влияния расстояния между долотом и забоем, массы порции и диаметра шаров на эффективность шароструйного бурения, которые могут быть использованы при конструировании буровых снарядов и определения оптимальных режимных параметров. Полученные зависимости обоснованы благодаря использованию высокоскоростной съемки.

К числу дальнейших исследований следует отнести:

- разработка методики инженерного расчета оптимальной массы порции шаров;
- исследование причин, а также способов предупреждения и ликвидации заклинивания шаров в затрубном пространстве под задерживающим устройством;
- исследование степени влияния различных параметров на диаметр скважины;
- теоретические и экспериментальные исследования влияния типа и свойств бурового раствора, расхода промывочной жидкости, а также свойства материала шаров.

Литература

1. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
2. Квеско Н.Г. Методы и средства исследований: учебное пособие / Н.Г. Квеско, П.С. Чубик; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010.
3. Патент № 143090, Е 21 В 7/18. Стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения / А.В. Ковалев, С.Я. Рябчиков и др. – № 2014106459/03; Заявлено 20.02.2014; Оpubл. 10.07.2014.
4. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
5. Штрассер В.В. Исследование процессов разрушения горных пород ударами шаров (к теории шароструйного бурения): дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алма-Ата, 1966. – 217 с.
6. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p. 15

**БЕЗУДАРНАЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКАЯ СИСТЕМА
ФОРМИРОВАНИЯ СИЛОВЫХ ИМПУЛЬСОВ**

И.В Кузнецов

Научный руководитель профессор Л.А Саруев
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время для бурения скважин, многоцелевое производство и современная промышленность предлагает большой выбор технических средств и технологий, в которых требуется разбираться, чтобы принять правильное решение. Велика потребность в бурении скважин малого диаметра (40...70 мм). Область их применения включает геологоразведочные и технические скважины различного назначения.

При проходке таких скважин в породах средней твердости и выше часто применяют машины вращательно – ударного действия. Прогрессивным направлением в развитии машин и механизмов вращательно – ударного действия является создание силовых

импульсных систем с гидравлическим приводом. Исследования вращательного бурения режущим инструментом с наложением на него высокоэнергетических упругих колебаний, показали возможность в 2...2,5 раза интенсифицировать процесс разрушения горных пород, в 1,5...2 раза повысить износостойкость режущего инструмента.[1]

Известные пневмо– и гидроударные узлы, применяемые в горной промышленности, имеют низкий КПД из – за наличия активных сопротивлений в виде различных дросселей, клапанов, золотников т.п.

В бурильных машинах с пневмо- или гидроударными узлами формирование силовых импульсов в буровой штанге производится за счет разгона поршня и нанесение ударов последним по торцу штанги. При этом возникает превышающий допустимые санитарные нормы шум из-за резкого выбрасывания сжатого воздуха в атмосферу или жидкости в сливную полость, а также из-за соударения поршня с торцом буровой штанги.

Для создания высокопроизводительных буровых машин требуется изыскать пути интенсификации процессов разрушения забоев шпуров и скважин малого диаметра. Увеличение мощностей подводимых к машине и инструменту будет решаться в основном применением гидравлических систем высокого давления, путем повышения частоты и энергии ударов и формирования импульсов рациональной формы.

В настоящее время, в связи с тем, что не существует буровых машин, предназначенных только для проходки скважин по породам средней крепости, в ТПУ будет разработан гидроимпульсный силовой механизм, который может использоваться вместо ударных узлов бурильных машин вращательно-ударного действия, либо в качестве источника высокоэнергетических направленных упругих колебаний для бурильных машин вращательного действия.[2]

Целью данной установки является повышение эффективности виброзащиты. Цель достигается тем, что в предлагаемом гидроимпульсном силовом механизме, гидроцилиндр расположен в корпусе соосно с инерционной массой, поршень подпружинен относительно корпуса, в противоположном инерционной массе направлении, а упругий элемент расположен в гидроцилиндре так, что взаимодействует своей поверхностью с инерционной массой и поршнем через жидкость. На чертеже изображен гидроимпульсный силовой механизм.

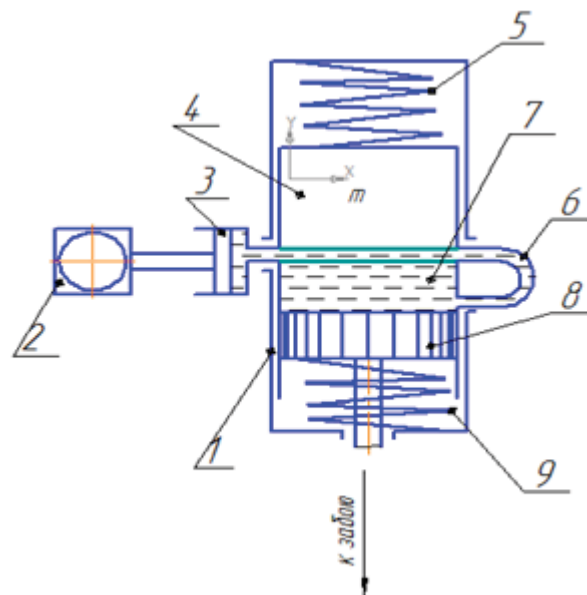


Рис 1. Гидроимпульсный силовой механизм

Гидроимпульсный силовой механизм содержит: корпус 1, гидропульсатор 2, в качестве которого может быть кривошипношатунный, эксцентриковый или другой механизм, обеспечивающий продольные колебания плунжера 3 гидропульсатора, инерционную массу 4, поджатую пружиной 5 к продольным боковым стенкам упругого элемента 6 (гидравлического шланга), имеющего непосредственную связь с гидроцилиндром 7, поршнем 8, который поджат пружиной 9. Инерционная подпружиненная масса 4 и

гидроцилиндр 7 установлены таким образом, что могут совершать поперечные колебания относительно продольной оси упругого элемента 6. Подача бурового инструмента на забой осуществляется поршнем 8 силового гидроцилиндра 7. С целью увеличения нелинейности и жесткости заполненного средой упругого элемента 6 поршень 8 гидроцилиндра 7 поджат пружиной 9, помещенной в одном корпусе 1 с инерционной массой 4, поджатой пружиной 5.[3]

Вывод:

Силовые импульсы формируются в штанге без механического соударения поршня со штангой с коэффициентом передачи энергии 0,85 – 0,90. Таким образом, вследствие того, что в предлагаемом механизме упругий элемент расположен между инерционной массой и силовым гидроцилиндром, касаясь их боковыми стенками, устраняется вибрации машины, на которую установлен этот механизм.

Литература

1. Шадрина А.В., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно – ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 175 с.
2. Саруев Л.А., Казанцев А.А. Разработка и исследование гидромеханической системы формирования силовых импульсов в ставе штанг для интенсификации вращательного бурения // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. - № 1. – С. 75 – 78.
3. Авторское свидетельство СССР № 727419, 21.12.1979.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИИ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ ПРОХОДКЕ ГОРОДСКИХ ТУННЕЛЕЙ

Л.А. Строкова

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

При проходке городских туннелей одним из видов деформации грунтового массива является оседание дневной поверхности. Актуальность темы и востребованность результатов изучения данного

процесса связана с необходимостью предотвращения его негативных последствий и минимизации возможного ущерба. Исследование процесса оседания поверхности вследствие горнопроходческих работ осуществляется эмпирическими, аналитическими и численными методами.

Эмпирические методы позволяют описать распределение перемещений дневной поверхности грунтового массива при помощи некоторых коэффициентов. Эти коэффициенты устанавливаются путем подбора при анализе данных опытных наблюдений. Для описания профиля оседания поверхности для одинарного туннеля широко известна кривая Гаусса [7]. Эта кривая имеет два важных параметра S_{\max} – максимальная осадка поверхности над осью туннеля и i – расстояние до точки перегиба кривой оседания поверхности. Формула Р. Пека, как и другие эмпирические формулы не позволяют оценить перемещения и распределение напряжений внутри грунтового массива.

Аналитические решения, основанные на положениях теории упругости, представлены в [1, 4, 8]. *Численные* методы в значительной мере исключают необходимость использования упрощающих предпосылок, свойственных аналитическим решениям, позволяют учитывать множество факторов, описывающих систему «грунтовый массив – туннель». Возможно исследование деформаций не только одиночных туннелей, но и при взаимодействии нескольких туннелей. О применении численных методов в расчетах деформаций грунтового массива, связанных с проходкой туннелей, изложено в [5-6]. Сочетание численных методов расчетов и данных натуральных наблюдений позволяет всесторонне изучить механизм рассматриваемого явления, выявить основные факторы и предсказать развитие процесса.

Исходными данными для вычислительного эксперимента послужили материалы мониторинга за оседанием поверхности, вызванные строительством метрополитена в г. Мюнхен. Геологический разрез г. Мюнхена представлен четвертичными гравийно-щебенистыми грунтами мощностью 6-40 м, подстилаемыми третичными песчаными и глинистыми грунтами мощностью до 2000 м. Туннели имеют диаметр порядка $7,0 \pm 0,2$ м и расположены на глубинах от 6 до 25 м.

Для выбора оптимального уравнения состояния грунта были выполнены расчеты с тремя моделями поведения грунтов: MC (Mohr-Coulomb) – упругая идеально-пластическая модель Мора-Кулона; HS (Hardening Soil) – упруго-пластическая модель с изотропным упрочнением и HSS (Hardening soil with small-strain stiffness) – упруго-пластическая модель с изотропным упрочнением и учетом жесткости малых деформаций, реализованными в программе Plaxis [2]. Из этих трех признана менее подходящей для расчетов модель MC. Что касается упруго-пластических моделей с изотропным упрочнением HS и HSS, то они хорошо зарекомендовали себя [9-11].

Моделирование показало, что коэффициент бокового давления грунта, используемый при задании начального напряженного состояния, является весомым фактором в расчетах. Коэффициент бокового давления грунта в состоянии покоя не является величиной постоянной во времени и зависит от истории нагружения. Например, на стадии седиментации отложений K_0 – константа, равная по формуле И.Яки, $K_0^{NC} = 1 - \sin \varphi$, [6]; на стадии эрозии, деградации отложений, экскавации грунта – K_0 увеличивается. По оценкам мюнхенских геологов, в четвертичное время отметка поверхности превышала сегодняшнюю на 300 м, эти породы были большей частью смыты в период таяния рисс-вюрмских ледников. По данным полевых и лабораторных измерений,

выполненных инж. Г. Пельцем коэффициент бокового давления K_0 для глин равен 0,8, для песка – 0,6. При моделировании вариации коэффициента K_0 приняты следующими: для песка 0,426; 0,6 и 0,8; для глины 0,576; 0,8 и 1,0. Данные по вертикальным перемещениям на верхней границе каждой расчетной модели из программы PLAXIS переносились в MS Excel для сравнения рассчитанных мульд оседания с разными значениями K_0 и данных натурных наблюдений за оседанием поверхности. Как видно из рис.1, лучшее совпадение реальной мульды оседания с рассчитанной наблюдается при K_0 -OC-1 (для песка – 0,6, для глины 0,8).

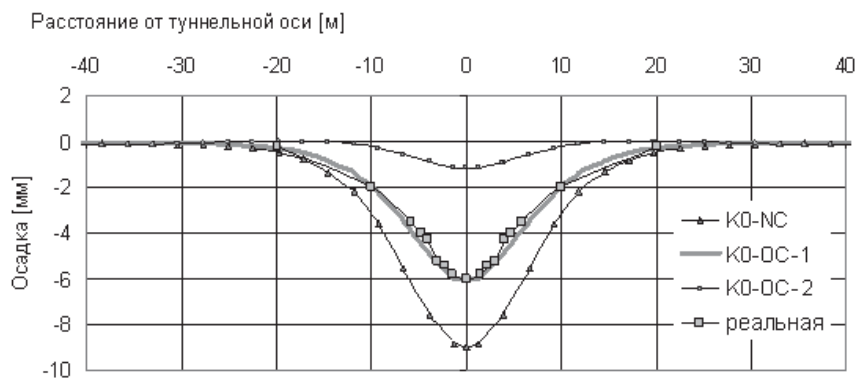


Рис. 1. Рассчитанные с варьированием K_0 и реальная кривые оседания поверхности над туннелем

Таким образом, проведенное исследование свидетельствует, что предварительное уплотнение массива в ледниковый период, опосредовано выраженное через коэффициент бокового давления, играет важную роль в современном поведении грунта. Степень переуплотнения грунтовых массивов рекомендуется учитывать при проектировании грунтовых оснований. Для предварительной оценки напряженно-деформированного состояния грунтового массива допустимо использовать эмпирические формулы определения K_0 , для стадии рабочей документации следует выполнять специальные лабораторные и полевые исследования.

Использование специального программного обеспечения позволяет уменьшить трудоемкость при оценке напряженно-деформированного состояния при существенном повышении достоверности получаемых результатов и является реальным направлением повышения эффективности проектно-изыскательских работ.

Автор признательна сотрудникам Центра Геотехники Технического университета Мюнхена, за консультации в процессе установления параметров и их использовании при численном моделировании напряженно-деформированного состояния грунтов

Литература

1. Addenbrooke T, Potts D and Puzrin A 1997. The Influence of Pre-failure Soil Stiffness on the Numerical Analysis of Tunnel Construction // *Geotechnique* 47(3) 693
2. Brinkgreve RBJ et.al., 1997 PLAXIS 2D Version 8 Balkema 200 p.
3. Casagrande A 1936. The Determination of the Pre-consolidation Load and its Practical Significance Proceedings of the 1st Intern. Soil Mechanics and Foundation Engineering Conference, Cambridge, Mass., 22–26 June 1936. Edited by A. Casagrande. 3: 60–64.
4. Franzius JN, Potts DM and Burland JB 2005 The Influence of Soil Anisotropy and K_0 on Ground Surface Movements Resulting from Tunnel Excavation // *Geotechnique* 55(3) 189
5. Gunn MJ 1993. The Prediction of Surface Settlement Profiles Due to Tunnelling. In Predictive soil mechanics: Proceedings of the Worth Memorial Symposium, London, p 304.
6. Jáky J 1944 A Nyugalmi Nyomás Tényezője (The Coefficient of Earth Pressure at Rest) // *Magyar Mérnök és Építész Egylet Közlönye* (Journal for Society of Hungarian Architects and Engineers). – October. – 355-358.
7. Peck R.B. Deep excavations and tunneling in soft ground. // Proc. 7th Intern. Conf. Soil Mechanics and Foundation Engineering, Mexico, State-of-the-Art Volume, 1969. pp. 225–290.
8. Stallebrass SE and Taylor RN 1997 Prediction of ground movements in overconsolidated clay // *Geotechnique* 47(2) 235
9. Strokova LA 2010 Methods of Estimating Surface of Tunneling Effects on Existing Buildings // *Soil Mechanics and Foundation Engineering* 47 (3) 92
10. Strokova LA 2009 Numerical Model of Surface Subsidence During Subway Tunneling // *Soil Mechanics and Foundation Engineering* 46 (3) 117
11. Strokova LA 2013. Effect of the Overconsolidation Ratio of Soils in Surface Settlements Due to Tunneling // *Sciences in Cold and Arid Regions*, 5 (5) 0637-06

**ПРИБЛИЖЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ О ЗАМЕРЗАНИИ КЕРНА
ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД**

В.К. Чистяков, Н.А. Вишневский

*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Основная роль в современных технологиях бурения скважин различного назначения принадлежит механическим и гидравлическим процессам. Однако постоянное увеличение объемов буровых работ в сложных горно-геологических и природных условиях требует совершенствования традиционных и разработки новых способов и технологий их сооружения, исследования и эксплуатации. В этих условиях в разрабатываемых технологиях существенно возрастает роль тепловых и массообменных процессов, детальное изучение которых, учет и управление ими становятся актуальными задачами, успешное решение которых в значительной мере определяет эффективность достижения поставленных целей.

Важность детального изучения процессов теплопереноса особенно проявляется при бурении скважин в районах распространения многолетнемерзлых и гидратосодержащих пород, высокая чувствительность которых к изменениям их температурного режима и агрегатного состояния составляющих их минералов и агрегатов является причиной частых, разнообразных по характеру и тяжелых по последствиям осложнений и аварий [1, 2. 7].

Одним из перспективных направлений преодоления затруднений при бурении скважин в этих условиях является сохранение агрегатного состояния горных пород или отдельных содержащихся в них включений, а также их искусственное замораживание слабосвязных неустойчивых пород и отложений с целью обеспечения их прочности и непроницаемости.

Среди разнообразных новых физико-химических способов бурения скважин в этих условиях искусственное замораживание пород еще не получило широкого применения, но уже сейчас оно представляет значительный интерес для решения проблем бурения и опробования скважин в отдельных осложненных условиях. Это, прежде всего, бурение в неустойчивых обводненных породах, ликвидация катастрофических поглощений промывочной жидкости в кавернозных и трещиноватых породах, получение высококачественных керновых проб в мерзлых и гидратосодержащих породах [1].

Многочисленными экспериментальными исследованиями установлено [1, 2], что при определенном режиме искусственного промораживания песчаноглинистых грунтов и пород их естественная влажность и структурно-текстурные особенности могут сохраняться без каких-либо существенных изменений. Это позволяет использовать бурение с одновременным замораживанием пород для получения образцов керна с естественной влажностью и ненарушенными структурно-текстурными особенностями строения из рыхлых и несвязных обводненных пород и отложений, что особенно важно при разведке россыпных месторождений, при инженерных изысканиях и др.

С целью повышения качества кернового опробования при поисках и разведке месторождений природных газовых гидратов необходимо обеспечить сохранность в керновой пробе агрегатного состояния гидратных включений в условиях изменения термобарических условий в процессе отбора и транспортировки керна на поверхность для предупреждения их разложения (диссоциации) на свободный газ и воду. Одним из эффективным мероприятием в этом направлении предлагается использовать эффекты консервации гидратов, заключающиеся в снижении скорости их диссоциации при охлаждении и даже

практического прекращения этого процесса при охлаждении керна до небольших отрицательных температур (-3°C - -5°C) [7, 9].

С 60-х годов прошлого столетия на кафедре Бурения скважин Горного университета ведутся теоретические и экспериментальные исследования, связанные с изучением температурного режима бурения скважин в сложных геологических и природных условиях [1]. Одним из важных направлений этих исследований является изучение влияния температурного фактора на процесс получения качественных керновых проб при бурении разведочных скважин.

Одно из первых решений задачи искусственного охлаждения и замораживания керна в керноприемном устройстве колонкового снаряда потоком низкотемпературной среды, принадлежит проф. Б.Б. Кудряшову [2]. Однако принятые им при моделировании линейные зависимости для распределения температур в промерзающей и талой зонах керна, а также трансцендентная форма полученной аналитической зависимости затрудняют практическое использование полученных решений.

Более строгие решения подобных задач [1, 5,] достаточно сложны, для их реализации требуется использование специальных компьютерных программ, что также затрудняет их практическое использование и требует продолжения исследований в этом направлении.

Для получения более простого и достаточно точного решения подобных задач в качестве физической модели рассмотрим процесс конвективного теплового взаимодействия цилиндрического твердого тела (керна горной породы) с продольным потоком низкотемпературной охлаждающей среды. Теплообмен между окружающей средой и поверхностью цилиндра происходит по закону Ньютона. [8].

Учитывая значительное превышение высоты столбика керна относительно радиуса его сечения и теплоизоляцию кernoприемного устройства, в качестве математической модели для описания его температурного режима в этих условиях рассмотрим задачу о распределении температуры в неограниченном цилиндре радиуса R в процессе его охлаждения средой с постоянной отрицательной температурой T_c (рис.).

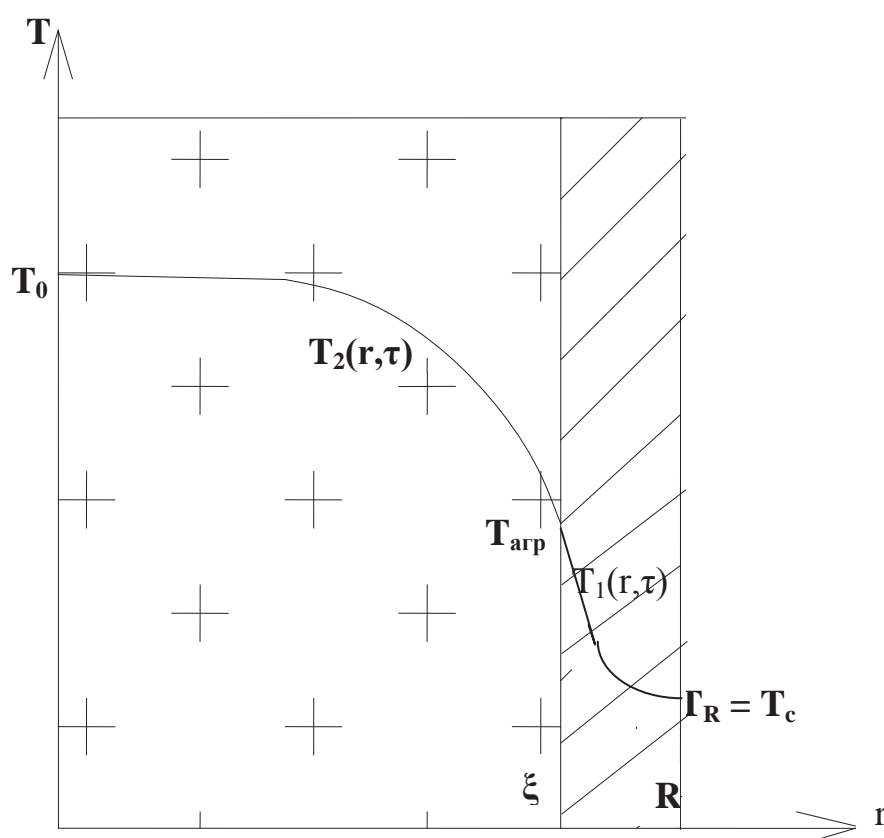


Рис. Схема распределения температуры в неограниченном цилиндре в процессе промерзания

Распределение температуры в неограниченном цилиндре зависит только от радиуса и времени протекания процесса охлаждения, т.е. $T = f(r, \tau)$. В начальный момент времени цилиндр с температурой $T_0 = \text{const}$ охлаждается в среде с постоянной температурой $T_c = \text{const}$. Охлаждение цилиндра происходит при условии, когда температура среды будет

меньше температуры его боковой поверхности $T_{(R,0)} = T_0$, т.е. $T_c < T_{(R,0)}$, а процесс его промерзания начнется, когда температура его поверхности станет равной или меньшей температуры агрегатного перехода T_{agr} содержащего в нем вещества, т.е. $T_c < T_{(R,0)} < T_{agr}$. Необходимо найти распределение температуры внутри цилиндра и определить величину и скорость промерзания его поверхностного слоя в любой момент времени.

Для упрощения решения поставленной задачи будем считать, что в начальный момент времени процесса замораживания температура боковой цилиндрической поверхности керна мгновенно понижается до некоторой температуры $T_c \leq T_{agr}$, которая поддерживается постоянной на протяжении всего процесса охлаждения.

Таким образом, процесс промерзания керна сопровождается образованием двух зон: мерзлой с температурой $T_1(r, \tau) \leq T_{agr}$ и талой с температурой $T_2(r, \tau) \geq T_{agr}$. Раздел этих зон в математическом отношении вырождается в поверхность, на которой поддерживается постоянная температура T_{agr} . В основе моделирования таких процессов лежит подробно исследованная задача Стефана [6].

Для приближенного решения такой задачи применительно к нашим условиям воспользуемся методом Л.С. Лейбензона [3], который прошел достаточно детальную экспериментальную проверку и нашел широкое применение в инженерной практике. Сущность этого метода заключается в том, что функции $T_1(r, \tau)$ и $T_2(r, \tau)$ подбираются так, чтобы они удовлетворяли начальным и граничным условиям нашей задачи. После этого выбранные функции подставляются в условие сопряжения на границе раздела фаз, и решается полученное дифференциальное уравнение.

Тогда, с учетом этих упрощений, а также учитывая небольшую разницу в начальных температурах талых пород и температуры агрегатного перехода содержащейся в них влаги для районов распространения многолетней мерзлоты, формулировка нашей задачи может быть представлена без учета охлаждения пород талой зоны в следующем виде:

$$\frac{\partial T_1(r, \tau)}{\partial(\tau)} = a \left(\frac{\partial^2 T_1(r, \tau)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1(r, \tau)}{\partial(r)} \right), (\tau > 0; R < r < \xi; \xi = f(\tau)), \quad (1)$$

$$T_1(R, \tau) = T_c = \text{const}, \quad (2)$$

$$T_1(\xi, \tau) = T_{\text{арп}} = \text{const}, \quad (3)$$

$$T_2(\xi, \tau) = T_0 = T_{\text{арп}} = \text{const}, \quad (4)$$

$$\lambda_1 \frac{\partial T_1(\xi, \tau)}{\partial(r)} = \rho W \gamma_2 \frac{d\xi}{d\tau}. \quad (5)$$

Здесь: a - коэффициент температуропроводности, $\text{м}^2/\text{с}$; λ - коэффициент теплопроводности, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})$; ρ - теплота агрегатного перехода, $\text{Дж}/\text{кг}$; W - эффективная массовая влажность талой породы, $\text{кг}/\text{кг}$; γ_2 - плотность породы, $\text{кг}/\text{м}^3$; 1 и 2 - индексы соответственно мерзлой и талой зон.

Для определения температуры в мерзлой зоне воспользуемся следующим решением задачи о распределении температуры в полом цилиндра, приведенной в работе [4] для аналогичных условий теплообмена:

$$T_1(r, \tau) = - \frac{(T_{\text{арп}} - T_c) \ln r + T_c \ln \xi - T_{\text{арп}} \ln R}{\ln \frac{R}{\xi}}. \quad (6)$$

Уравнение (6) удовлетворяет дифференциальному уравнению нашей задачи (1) и ее начальным и граничным условиям (2) - (5). Тогда, подставляя уравнение (6) в граничное условие (5), получим следующее выражение:

$$-\lambda_1 \frac{T_{\text{арп}} - T_c}{\xi \ln \frac{R}{\xi}} = \rho W \gamma_2 \frac{d\xi}{d\tau}. \quad (7)$$

Проинтегрируем выражение (7) и получим приближенное аналитическое решение поставленной нами задачи, устанавливающее связь продвижения границы промерзания цилиндрического образца горной породы (керна) ξ с его теплофизическими свойствами, температурой охлаждающей среды и продолжительностью процесса промерзания τ в следующем виде:

$$\frac{\xi^2}{2} \ln \frac{R}{\xi} - \frac{1}{4}(R^2 - \xi^2) = \frac{-\lambda_1(T_{\text{арп}} - T_c)}{\rho W \gamma_2} \tau. \quad (8)$$

Задаваясь необходимой толщиной промерзания керна $\delta = R - \xi_3$, можно определить продолжительность процесса его замораживания в скважинном кернаприемном устройстве. Время полного замерзания влаги в керне (для $\tau = \tau_{\text{max}}$ и $\delta = R$) будет равно:

$$\tau_{\text{max}} = \frac{\rho W \gamma_2 R^2}{4\lambda_1(T_{\text{арп}} - T_c)}. \quad (9)$$

Для повышения точности решения нашей задачи для условий замораживания керна горных пород с начальной температурой значительно большей, чем температура агрегатного перехода содержащейся в них влаги (породы в разрезах с положительной температурой, газогидратные толщи и пр.) необходимо учитывать предварительное охлаждение керна до температуры агрегатного перехода $T_{\text{арп}}$. С этой целью введем понятие удельной эффективной теплоты промерзания влагонасыщенной породы $c_{\text{эф}}$ в следующем виде:

$$c_{\text{эф}} = \rho W + c_2(T_2 - T_{\text{арп}}), \text{ Дж/кг} \quad (10)$$

Здесь: c_2 – теплоемкость породы с положительной температурой, Дж/кг*град.

Тогда уравнения (8) и (9) можно будет преобразовать к следующему виду:

$$\frac{\xi^2}{2} \ln \frac{R}{\xi} - \frac{1}{4}(R^2 - \xi^2) = \frac{-\lambda_1(T_{\text{арп}} - T_c)}{c_{\text{эф}} \gamma_2} \tau. \quad (11)$$

И

$$\tau_{max} = \frac{c_{эф} \gamma_2 R^2}{4\lambda_1 (T_{арг} - T_c)}. \quad (12)$$

Расчетный анализ полученных аналитических зависимостей был выполнен для конкретных условий выполненных лабораторных исследований промерзания керна водонасыщенных пород, представленных в работе [1]. Результаты анализа показали, что отклонение расчетных данных от экспериментальных не превышают пределов погрешности последних. Для подтверждения возможности их использования при определении условий промерзания керна гидратосодержащих пород необходимо провести дополнительные экспериментальные исследования.

Литература

1. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. – Л.: Недра, 1983. – 283 с.
2. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в мерзлых породах. – М.: Недра, 1983. – 283 с.
3. Лейбензон Л.С. Собрание трудов. – М.: Изд. АН СССР, 1955. – Т. 3. – С. 317-359.
4. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М.: Высшая школа, 1967. – 600 с.
5. Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. Задачи теплообмена в приложении к теории бурения скважин. – Казань: Изд. Казанского у-та, 1977. – 184 с.
6. Рубинштейн Л.И. Проблема Стефана. – Рига: Звайгане, 1967. – 457 с.
7. Чистяков В.К., Вишневский Н.А. Анализ современного состояния технологии и техники отбора керновых проб из гидратосодержащих пород. //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Изд-во «Горная книга», – 2013. – №4.. – С. 334-340.
8. Чистяков В.К., Чугунов В.А. Математическое моделирование процессов тепломассопереноса при бурении скважин. – Л.: Изд. ЛГИ, 1988. – 107 с.
9. Moridis, G. J., Y. Seol, T. J. Kneafsey (2005c), Studies of reaction kinetics of methane hydrate dissociation in porous media, Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, June 13-

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАЗРУШЕНИЯ ГРАНИТА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ
УДАРНОЙ СИСТЕМЫ И ГЕОМЕТРИИ
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА**

А.В. Шадрина

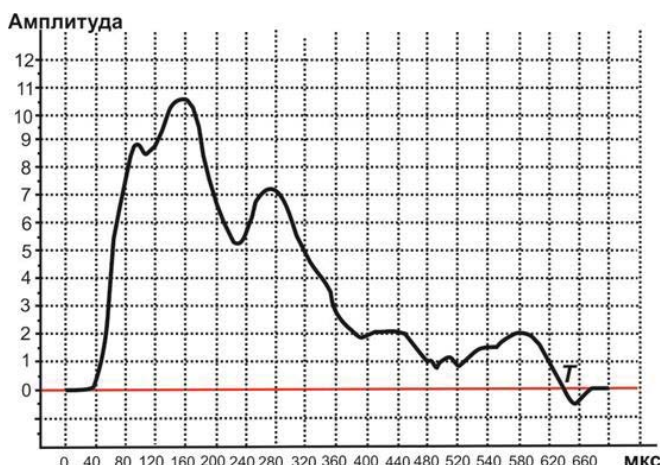
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Экспериментальная работа, представленная в настоящей статье, является частью научной работы, связанной с исследованиями передачи волн деформаций (или импульсов силы) по бурильной колонне при бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок [5].

Исследуя поведение волн деформаций, образующихся в результате удара бойка ударного механизма по хвостовику бурильной колонны, и распространяющихся к породоразрушающему инструменту (ПРИ), необходимо оценить эффективность их воздействия на разрушаемую горную породу. Кроме того, необходимо было оценить влияние на процесс разрушения геометрии ПРИ.

Подобными исследованиями занимались многие ученые, этому посвящено значительное число опытных работ [1, 2, 3, 6, 7]. Однако результаты экспериментов в данных вопросах приводят к различным выводам относительно влияния таких факторов, как предударная скорость бойка, форма импульса, его длительность.

Ранее на специальном стенде, имитирующем искусственную скважину диаметром 42 мм, с помощью маятникового копра с закрепленными цилиндрическими ударниками разных параметров, обозначенных С1, С2, С3 и С4, были получены импульсы в бурильной колонне (рис. 1). При этом бойки С2 и С3 обладают равной массой и обеспечивают равную энергию при ударе.



Боек С1: Масса, кг – 2,5; Длина, мм – 350; Диаметр, мм – 35
Предударная скорость бойка: 5 м/с
Параметры импульса силы:
 Амплитуда силы $A = 10,6$ т
 Длительность импульса $T = 630$ мкс
 Длительность переднего фронта импульса $t = 120$ мкс

Рис. 1 Пример импульса силы, сформированного цилиндрическим бойком и зафиксированного в начале бурильной колонны

В качестве модельного материала в экспериментах был принят гранит.

ПРИ представлен типовыми буровыми коронками диаметром 43 мм: штыревая, крестовая и долотчатая, имеющие соответственно суммарную длину лезвия: 49, 60, 43 мм (рис. 2).

Параметры ударников				
Обозначение	C1	C2	C3	C4
Длина l_6 , мм	350	450	700	253
Диаметр d_6 , мм	35	45	35	75
Масса m_6 , кг	2,50	5,48	5,48	8,32



а) – штыревая; б) – крестовая; в) – долотчатая

Рис. 2 Параметры бойков и типовые буровые коронки диаметром 43 мм

В ходе эксперимента по разрушению гранита оценивалось влияние формы коронки, предударной скорости бойка, его размеров и массы, а также угла поворота ПРИ после удара на величину объёма разрушенной породы, углубления лунки за удар и удельной энергоёмкости разрушения.

Диапазоны варьирования исследуемых параметров включают:

- ✓ тип ПРИ: А1 – штыревая; А2 – крестовая; А3 – долотчатая коронки;
- ✓ предударная скорость бойка: 5 и 7 м/с;
- ✓ тип бойка (рис. 2): С1, С2, С3, С4;
- ✓ угол поворота бурового инструмента после удара: 20°, 30°, 40°.

Фактически энергия удара изменялась от 31 до 207 Дж.

Были проведены 72 серии стендовых испытаний, в общей сложности 862 удара.

Объем разрушенного гранита определялся как отношение среднего значения веса разрушенной породы за один удар, к ее удельному весу. Энергоемкость рассчитывалась как отношение энергии удара, формируемой бойком, к объему разрушенной за единичный удар горной породы.

Анализ распределения случайных величин показал, что не для всех из них справедлив нормальный закон распределения, в связи с этим данные обрабатывались непараметрическими методами математической статистики с доверительной вероятностью 0,95 (множественный регрессионный анализ с фиктивной переменной, ранговая корреляция Спирмена, по критерию Краскела–Уоллиса).

Полученные значения энергоёмкости разрушения гранита коррелируют с экспериментами других авторов (К.И. Иванова [1], И.В. Куликова [2], М.Р. Мавлютова [3]) и находятся в диапазоне 220–440 Дж/см³.

Полученные зависимости позволяют говорить о том, что в целом сохраняется тенденция уменьшения энергоёмкости разрушения гранита при увеличении энергии единичного удара. Однако можно заметить, что

параметры бойков и формируемые ими импульсы силы вносят в эту закономерность свои коррективы:

– предупредная скорость бойка в рассматриваемом диапазоне изменения (5 и 7 м/с) несущественно влияет на энергоёмкость разрушения;

– опыты с бойками равной массой, но различной длины и диаметра (бойки С2 и С3) дали следующие результаты (рис. 3): с увеличением длины ударника от 450 до 700 мм энергоёмкость разрушения для штыревой коронки снижается на 6–10 %, а для крестовой и долотчатой увеличивается на 9–16 % и до 5 % соответственно.

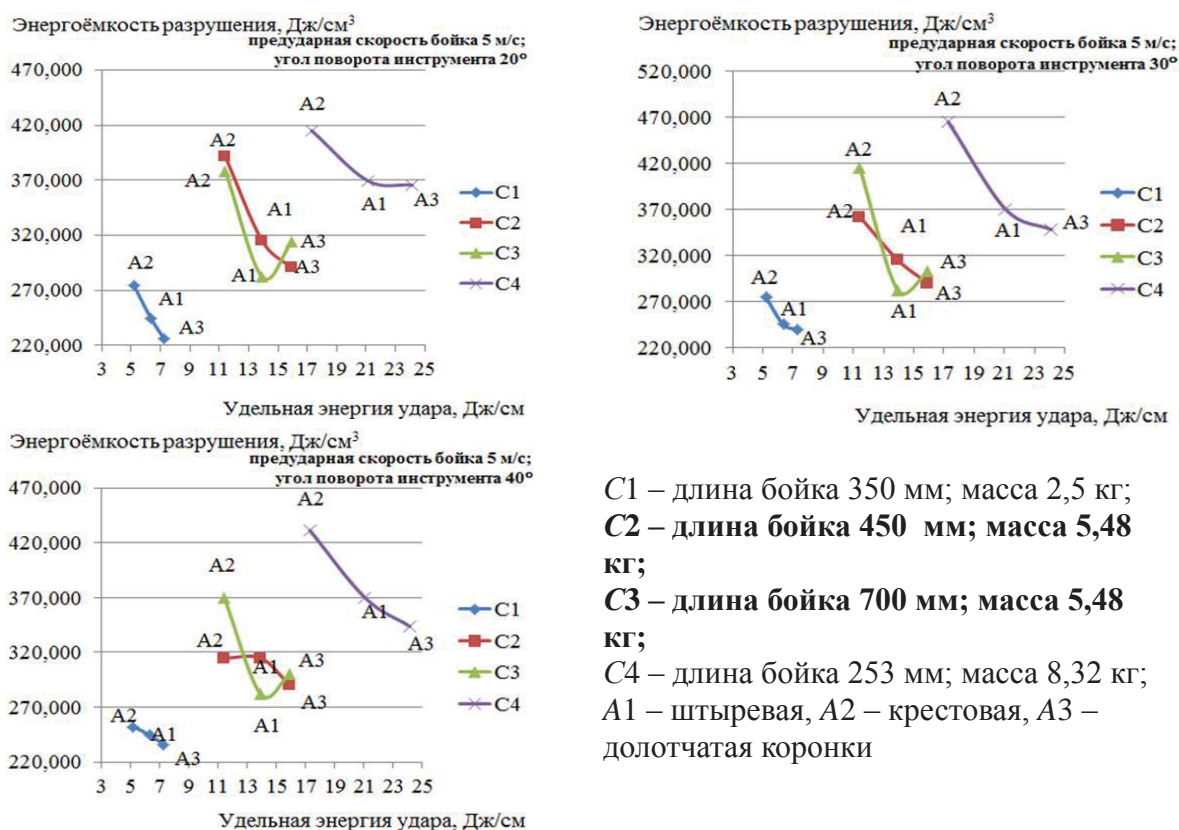


Рис. 3 Зависимости удельной энергоёмкости разрушения горной породы импульсами силы, сформированными различными бойками от удельной энергии удара при предупредной скорости бойка 5 м/с

Для крестовой и долотчатой коронок это можно объяснить влиянием чрезмерной длины бойка, при которых не используется хвостовая часть силового импульса и приводит к повышению доли отражённой энергии;

предударная скорость бойка значительно влияет на объем разрушенной горной породы и углубление скважины за единичный удар (рис. 4);

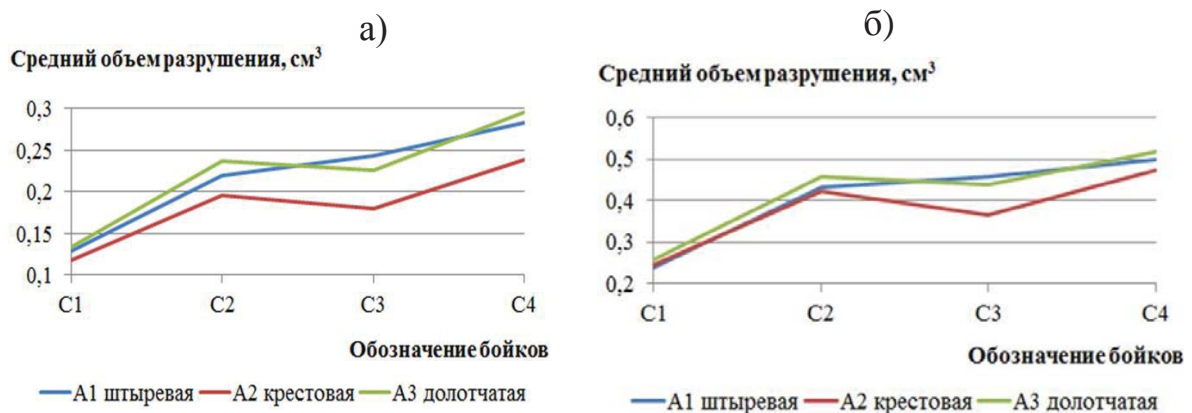


Рис. 4 Графики изменения среднего объёма разрушения за единичный удар для принятых бойков при предударной скорости бойка: а) – 5 м/с; б) – 7 м/с

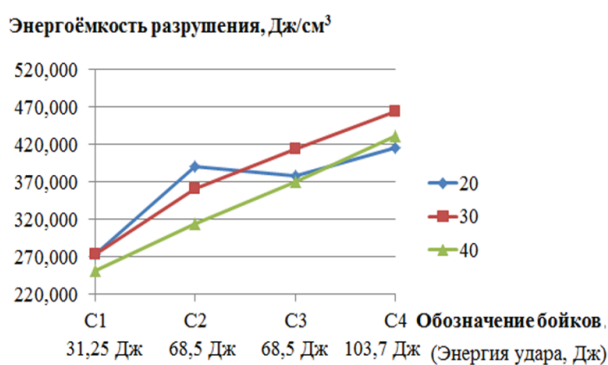


Рис. 5 Зависимости изменения удельной энергоёмкости разрушения гранита различными бойками (С1-С4) при углах поворота ПРИ, равных 20°, 30° и 40°, крестовая коронка

– влияние угла поворота ПРИ между единичными ударами на энергоёмкость разрушения установлено для крестовой и долотчатой коронок. Для крестовой коронки, практически для всех бойков, при угле поворота 40° отмечается наименьшее значение энергоёмкости разрушения (рис. 5). Для

долотчатой коронки при малой энергии удара (31 Дж) рациональным является угол поворота ПРИ в 20°. В целом увеличение энергии удара приводит к увеличению рационального угла поворота ПРИ после удара до 40°. Для штыревой коронки воздействие данного параметра не установлено.

Таким образом, при применении лезвийного ПРИ длину бойка в ударном механизме не следует принимать больше 450 мм. Для штыревой коронки импульс силы, сформированный самым длинным бойком, вызывает большой объём разрушенной горной породы, и, соответственно, меньшую энергоёмкость её разрушения при равной массе бойка. Кроме того, при предударной скорости бойка 7 м/с отмечается переизмельчение бурового шлама, на что неизбежно и бесполезно расходуется энергия ударной системы.

Литература

1. Иванов К.И., Латышев В.А., Андреев В.Д. Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. М.: Недра, 1987. 272 с.
2. Куликов И.В., Воронов В.Н., Николаев И.И. Пневмоударное бурение разведочных скважин. М.: Недра, 1989. 235 с.
3. Мавлютов М.Р. Разрушение горных пород при бурении скважин. М.: Недра, 1978. 215 с.
4. Шадрина А.В., Кабанова Т.В. Исследование разрушения твердой горной породы энергией удара // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Горная книга», 2014. – № 6. – С. 381–385.
5. Шадрина А.В., Саруев Л.А. Исследование возможностей вращательно-ударного способа бурения для разведочных скважин малого диаметра из подземных горных выработок // Известия вузов. Геология и разведка. – М.: РГГРУ, 2012. – № 5. – С. 62–66.
6. Kwang-Yeom Kim, Kwang-Sik Kim, Chang-Yong Kim Assessment of specific energy in rotary percussive drilling on the homogeneous rock mass URL: <http://www.ctta.org/FileUpload/ita/2009/papers/P-06/P-06-20.pdf> (дата обращения: 15.06.2013).
7. Lundberg B., Okrouhlik M.. Efficiency of a percussive rock drilling process with consideration of wave energy radiation into the rock // International Journal of Impact Engineering. 2006. no 32. pp. 1573-1583.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ С
УЧЁТОМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ПРИРОДНОЙ
ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

Е.А.Шубина, В.И. Брылин, В.Г. Лукьянов

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Актуальность работы вызвана участвовавшими взрывами метана в угольных шахтах, что обязывает нас изменить подход к добыче угля и газа метана.

Цель работы: Увеличение природной газоносности угольных пластов и низкая эффективность проводимой предварительной дегазации на сегодняшний день являются наиболее актуальными проблемами обеспечения безопасной добычи угля. Большой объем бурения скважин, производимый при проведении различных видов дегазации, увеличивает себестоимость добычи угля и не позволяет снизить природную газоносность до необходимого уровня за короткий промежуток времени.

Методы исследования: Комплексный подход к схеме размещения геологоразведочных скважин на стадии составления проекта разведочных работ позволит использовать данные скважины для дальнейшей дегазации угольных пластов и добычи метана в промышленных масштабах.

Результаты: Применение геологоразведочных скважин в качестве дополнительных скважин для проведения заблаговременной дегазации угольных пластов позволит более эффективно снижать природную газоносность к началу ведения работ по добыче угля. Произведённый сравнительный анализ влияния густоты разведочной сети с учётом требований «Методических рекомендаций по применению

классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых углей и горючих сланцев» и достигнутого на сегодняшний день радиуса воздействия, на угольный пласт, подтверждает необходимость возможного применения данных скважин в качестве дегазационных.

Заблаговременная дегазация угольных пластов является залогом обеспечения безопасной добычи угля и добычи метана в промышленных масштабах.

Ключевые слова:

метан, природная газоносность, скважина, дегазация, безопасность горных работ.

В связи с развитием угледобывающей промышленности стремительными темпами наблюдается увеличение глубины ведения горных работ, а, следовательно, и увеличение природной газоносности разрабатываемых угольных пластов, что существенно влияет на безопасность ведения работ, объёмы добычи угля, попутно добытого газа и загрязнение окружающей среды.

Из общего количества балансовых запасов по Кузбассу к отработке наиболее экономичным открытым способом пригодны только 20 %, а, следовательно, добыча основной части балансовых запасов подлежит отработке подземным способом. Но увеличение глубины ведения работ и природной газоносности ведёт к увеличению себестоимости горных работ и приводит к нерентабельности предприятия.

На сегодняшний день из-за высокой метанообильности, на угольных шахтах широко применяются текущая и предварительная дегазация угольных пластов. При проведении дегазации одного выемочного участка производится бурение от 10 до 150 тысяч метров, а

также согласно требований инструкции по дегазации угольных пластов, производится вынужденный простой оконтуренного выемочного участка в связи с его дегазацией.

Высокая природная газоносность создаёт настолько повышенное метановыделение, что её снижение возможно только с применением комплексной дегазации угольных пластов, т.е. применяется сочетание различных способов или схем дегазации одного или нескольких источников газовой выделению.

К методам дегазации, позволяющим снижать природную газоносность до начала ведения очистных работ относятся: барьерная и предварительная дегазация. Так же к данным методам относится недостаточно применяемая в России заблаговременная дегазация.

В связи с низким коэффициентом эффективности предварительной дегазации (0,2-1,4%), основная часть выделяющегося метана при разрушении пласта выбрасывается на поверхность посредством текущей дегазации, а именно, с помощью вентиляции горных выработок (10-40%) и газоотсасывающих вентиляторов (60-90%), установленных во фланговой части выемочного участка.

Следовательно, проводимые мероприятия по дегазации пластов не только не позволяют наращивать темпы безопасной добычи угля, но и несут предприятию очень большие затраты.

Трудности добычи метана из угольных пластов связаны с их низкой проницаемостью при нахождении метана в сорбированном состоянии. Для повышения проницаемости пластов на сегодняшний день разработаны различные методы воздействия на угольный пласт.

Заблаговременная дегазация пластов угля производится вертикальными, наклонными и горизонтальными скважинами с земной поверхности, преимущественно с предварительным гидрорасчленением

пластов или использованием других методов воздействия на угольный пласт с целью формирования системы трещин для дальнейшего извлечения метана из углепородного массива до начала подготовительных или очистных работ.

Применяемые методы воздействия позволяют дегазировать участок недр вокруг вертикальной скважины радиусом 200-300 м в зависимости от геологических условий и выбранного метода воздействия на пласт.

Параметры способа гидрорасчленения пластов, установленные по результатам промышленного внедрения данного способа на шахтах Карагандинского и Донецкого бассейнов, уточняются институтами–разработчиками способа гидрорасчленения пласта.

Перспективными участками для производства заблаговременной дегазации на основе гидрорасчленения пласта являются участки с природной газоносностью более 8 м³/т сухой беззольной массы (с. б. м.) и при их залегании в водонепроницаемых породах не ниже средней устойчивости [2-6].

Эффективность работы скважин зависит от многих факторов, в связи с чем сроки извлечения метана из угольного пласта составляют более 3 лет.

Исследования, выполненные ВНИМИ, установили что, при ведении горных работ на больших глубинах в сложных горно-геологических условиях в качестве одного из наиболее эффективных мероприятий по предупреждению горных ударов могут применяться технологии, используемые в нефтяной и газовой промышленности и позволяющие воздействовать на массив горных пород на больших площадях.

В качестве одного из технических решений, позволяющих управлять напряженно-деформированным состоянием массива горных пород на больших площадях, предлагается апробированная на угольных и нефтегазоконденсатных месторождениях России волновая акустическая геотехнология интенсификации дебита эксплуатационных скважин (ВАГИДЭС). Технология ВАГИДЭС позволяет управлять состоянием массива как через скважины, пробуренные с поверхности, так и из подземных горных выработок угольных или рудных шахт. Локальным вариантом этой технологии является технология ЛАВОПОР (локальное акустическое возбуждение горных пород).

С помощью волнового акустического воздействия можно добиться изменения напряженно-деформированного состояния массива горных пород, поскольку система «скважина–пласт», «скважина–горная порода» является резонансной.

Технологии ВАГИДЭС и ЛАВОПОР являются уникальными и позволяют заблаговременно провести дегазацию массива или его разгрузку от повышенных напряжений, т.е. привести в безопасное состояние массив горных пород на значительных площадях – до 200 тыс. м² (R~500 м) через скважины с поверхности; а через скважины пробуренные из подземных горных выработок до 30 тыс. м² (R~200 м).

Принцип работы заключается в следующем: возбуждая в пласте на заданном удалении от скважины упругие волны напряжений, амплитуда которых превышает предельные напряжения сжатия или предельные напряжения упругости, или ведя акустическое возбуждение литологического разреза в пределах упругих напряжений, в результате можно получить пространственные зоны различных его состояний, т.е. возможно регулировать механические свойства горной породы по необходимости [1].

Современные технологии заблаговременной дегазации скважинами с поверхности позволяют извлекать 70- 90% общего содержания метана. Имеются случаи извлечения метана со средней природной газоносностью 3-4 м³/т (с. б. м.)[7].

Учитывая мировой опыт безопасного ведения горных работ, сформировался термин метаноправляемость, который подразумевает извлечение 75% от общего объёма метана посредством заблаговременной дегазации, 15 % за счёт предварительной дегазации и 10% за счёт проветривания выработок, т.е. текущей дегазации.

Но, к сожалению, внедрение производства заблаговременной дегазации в сложившейся сложной ситуации идёт очень низкими темпами, можно сказать на уровне разговоров. Это связано в первую очередь с высокой стоимостью бурения сети скважин и сроками проведения буровых и дегазационных работ, которые составляют 3-5 лет и более.

Количество скважин, их глубина и расположение зависят от многих факторов и рассматриваются индивидуально по каждому участку, так же как и направление бурения.

Бурение вертикальных скважин обычно менее дорогостоящее, чем горизонтальных. В большинстве случаев для бурения вертикальных скважин не требуется никаких дополнительных мер или услуг. Также при производстве заблаговременной дегазации бурят наклонно-направленные скважины, т.е. преднамеренно отклоняя ствол скважины от вертикали, и горизонтальные скважины, которые преимущественно применяют при большой мощности угольных пластов или при бурении в труднодоступных местах, где обеспечение доступа к каждой отдельной скважине обходится слишком дорого. Одна горизонтальная скважина может заменить несколько вертикальных, но и затраты на ее бурение

значительно выше. Кроме того требуется специальное оборудование и подготовленный персонал. Плотность размещения скважин определяется в основном фактором времени, т. е. чем более сжаты сроки освоения пластов, тем большее количество скважин требуется [7].

В некоторых случаях используют комбинированную схему размещения скважин, т.е. индивидуальные вертикальные, горизонтальные и наклонные скважины. Все эти типы скважин имеют свои достоинства и недостатки, но так как при производстве разведочных работ преимущественно бурятся вертикальные скважины и лишь в некоторых случаях наклонно-направленные, далее пойдёт речь именно о них.

Для решения проблемы высокой природной газоносности к моменту начала ведения горных работ по пласту, предлагается внедрение заблаговременной дегазации участка с применением геологоразведочных скважин, намеченных к бурению при производстве разведочных работ по проектируемому участку.

Производимый объём исследований природной газоносности на различных стадиях геологоразведочных работ, позволяет по результатам поисково-оценочной стадии геологоразведочных работ иметь достаточное представление о природной газоносности участка для принятия решения о необходимости дальнейшего изучения и проведения заблаговременной дегазации.

Имеющийся опыт по уже разведанным смежным участкам в Кузнецком бассейне дает общее представление о мощности зоны газового выветривания и дальнейшем увеличении природной газоносности угольной толщи с глубиной.

В среднем по действующим угольным предприятиям Кузбасса мощность зоны газового выветривания угольных пластов изменяется от

200 м до 100 м, что соответствует горизонтам от +200 до ± 0 м абс. Развитие горных работ на сегодняшний день преимущественно осуществляется на горизонте ± 0 м. абс. и ниже.

Природная газоносность по горизонтам имеет следующие значения, представленные в табл. 1.

Таблица 1.

Общие сведения о природной газоносности Кузбасса

Горизонт, м абс.	Метаноносность, м ³ /т с.б.м.	Глубина ведения горных работ, м
+ 200	0-9	100-200 зона метановыветривания
+100	10-15	200-300
± 0	13-22	300-400
-300	22-30	600-900

Из табл. 1 следует, что природная газоносность угольных пластов действующих предприятий преимущественно составляет 10-30 м³/т с.б.м. и с увеличением глубины разработки будет только увеличиваться, что приведёт к серьёзным производственным затратам на снижение газоносности. Более наглядно увеличение природной газоносности с глубиной залегания представлено на рис. 1.

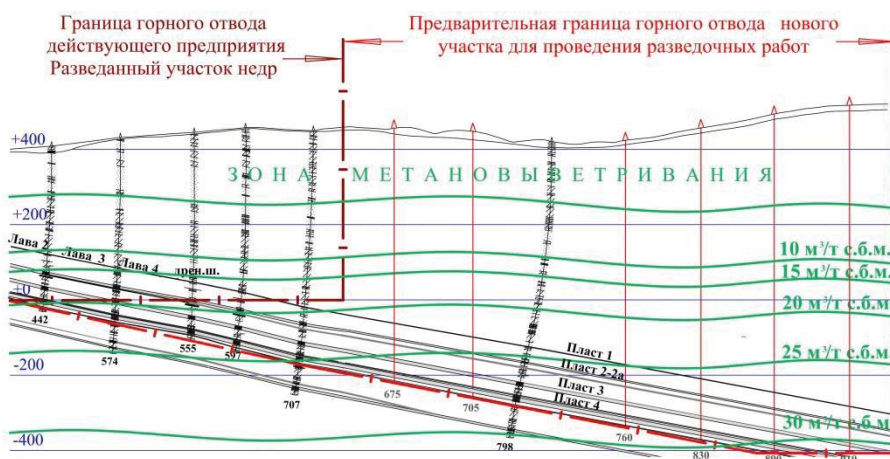


Рис. 1. Геолого-газовый разрез угольной толщи

Использование разведочных скважин для проведения заблаговременной дегазации участка, в первую очередь позволит рационально использовать время необходимое на проектирование горных работ, проведение экспертизы проекта отработки участка и начальной стадии строительства предприятия, на выполнение работ по снижению природной газоносности к моменту начала проведения вскрывающих и подготовительных выработок.

В соответствии со ст.14 ФЗ № 81 Правительство РФ постановление от 25.04.2011г. № 315 устанавливает обязательное проведение дегазации угольных пластов при превышении природной газоносности $13 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.т.

В странах с более развитой угольной промышленностью в целях обеспечения безопасных условий труда данный порог уже снижен до $9 \text{ м}^3/\text{т}$ с. б. м.

В связи с многочисленными взрывами на угольных шахтах данный вопрос о снижении порога до $9 \text{ м}^3/\text{т}$ уже рассматривается и в РФ, но пока всё остается без изменений. Следовательно, в будущем, при отработке участков с природной газоносностью 13- $30 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м., заблаговременная дегазация неизбежно перейдет в разряд необходимых мероприятий, на выполнение которых, к сожалению, требуются не один год и существенные затраты на создание сети дегазационных скважин.

Кроме того, в зависимости от величины относительной метанообильности производится установление категории шахты по метану. Таким образом, согласно п. 267 «ПБ в угольных шахтах», при относительной метанообильности $15 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м. и более, шахту относят к категории «сверхкатегорной» [8].

Проведенный анализ относительной метанообильности угольных шахт Кузбасса, работающих ниже гор. ± 0 м абс. показывает, что

большинство шахт относятся к «сверхкатегорным», так как относительная метанообильность составляет 30-60 м³/т с.б.м. и более.

Учитывая вышеизложенное, подчёркивается актуальность проблемы высокой природной газоносности, так как относительная метанообильность в 2-4 раза превышает установленный критерий отнесения шахт к «сверхкатегорному» виду. Поэтому вопрос о целесообразности многофункционального использования геологоразведочных скважин с целью проведения заблаговременной дегазации предлагается рассматривать при составлении проекта разведки участка, анализируя сведения о природной газоносности участка по данным поисково-оценочной стадии геологоразведочных работ.

Применяя разведочную сеть в соответствии с «Методическими рекомендациями...» [9] помимо решения задач, поставленных геологическим заданием в соответствии со стадией геологоразведочных работ, можно предусмотреть возможность проведения в дальнейшем и заблаговременной дегазации проектируемого участка с использованием планируемых скважин. Данные скважины необходимо временно консервировать, на период составления геологического отчёта, выделения запасов метана и их утверждения.

В табл. 2 представлен анализ покрываемой площади дегазируемого участка при зонах влияния воздействия на пласт 200 м и 300 м размещение проектируемых геологоразведочных скважин в соответствии с вышеуказанными рекомендациями.

Например, учитывая требования заложения геологоразведочных скважин для относительно выдержанных пластов: 200 м. между скважинами, до 400 м. между разведочными линиями, создаваемая сеть при радиусе гидрорасчленения 200 м. позволит дегазировать до 100

% площади участка (рис. 2) и снизить природную газоносность до 13 м³/т с. б. м и более.

Представленная сеть скважин так же может использоваться при отработке участка для дегазации выработанного пространства, что предотвратит внезапное загазирование горных выработок при посадке основной кровли.

Следовательно, сгущение разведочной сети на стадии разработки проекта разведки участка в свою очередь позволит произвести подсчёт запасов по более высоким категориям и, в дальнейшем, обеспечить дегазацию 100 % площади проектируемого участка, снизит природную газоносность на 70-90% [7], обеспечит безопасное ведение горных работ без применения предварительной дегазации, снизит нагрузку, возлагаемую на текущую дегазацию.

Предусмотрев на этапе составления проекта разведочных работ оптимальную конструкцию, количество геологоразведочных скважин и возможность их дальнейшего использования для производства заблаговременной дегазации, появляется возможность рационально использовать период времени проектирования участка на снижение природной газоносности к началу ведения горных работ. При этом возможно более оперативно дегазировать шахтное поле в период строительства угледобывающего предприятия, производя заблаговременную дегазацию по шахтным блокам или участкам.

Концентрация добываемого метана посредством заблаговременной дегазации позволяет использовать добытый газ во многих отраслях промышленности. В странах с развитой добычей метана, добытый газ в основном используется на нужды данного предприятия для заправки автомобилей, котельных, выработки электроэнергии и т.д., а также может быть переведен из попутно

добываемого в направлении самостоятельной добычи в промышленных масштабах.

Таблица 2

Сравнительный анализ влияния густоты разведочной сети на количество покрываемой площади для производства заблаговременной дегазации участка

Выдержанность пластов	Покрываемая площадь дегазуемого участка	Расстояния между скважинами по категориям запасов, м					
		А		В		С ₁	
		между линиями	между скважинами на линиях	между линиями	между скважинами на линиях	между линиями	между скважинами на линиях
		600–800	200–400	800–1200	400–600	до 2000	до 1000
Выдержанные	При радиусе влияния воздействия на пласт 200 м	45-78%		20-45 %		13-28 %	
	При радиусе влияния воздействия на пласт 300 м	72-100 %		35-75 %			
Относительно выдержанные	При радиусе влияния воздействия на пласт 200 м	300–400	150–250	400–600	200–300	до 1000	до 500
		100 %		75-100%		25-55%	
	При радиусе влияния воздействия на пласт 300 м	100 %		100%			

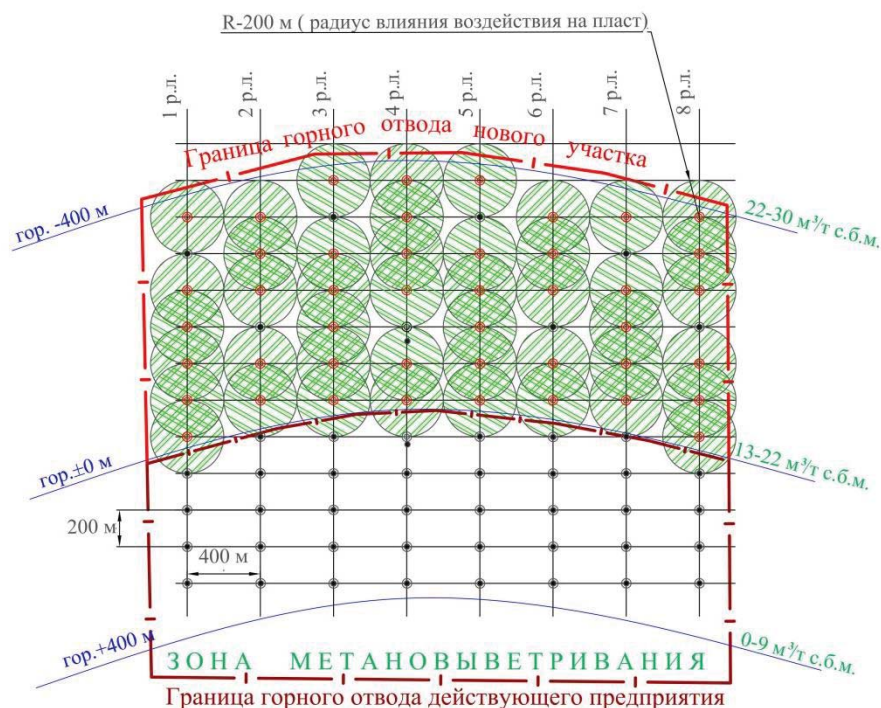


Рис. 2. Схема размещения скважин

Выводы

Рассматривая применение разведочных скважин в качестве дегазационных, параллельно решается ряд производственных вопросов:

- снижаются затраты на бурение непродуктивных отложений и зоны метановыветривания (100-200 м). Объёмы бурения по непродуктивным отложениям или зоны метановыветривания на некоторых участках могут достигать 50-70% от общего объёма бурения, проводимого при геологоразведочных работах;
- производится дегазация пластов-спутников и отщепившихся пластов, которые при отработке выемочного участка попадают в зону разгрузки и увеличивают объём метана в выработанном пространстве;
- сокращаются затраты на обсадные трубы, так как по опыту их извлечения, до 40% труб деформируется;

- появляется возможность использовать скважины в качестве дегазации купола обрушения;
- исключаются простои высокопроизводительного оборудования по газовому фактору при отработке участка;
- снижается образование фотохимического смога и «парникового» эффекта, которые возросли за последние десятилетия примерно в 8 раз за счет выбросов метана в атмосферу из шахт Кузбасса;
- повышается рентабельность угледобычи за счёт выработки собственной электроэнергии, организации автозаправок, применения добытого метана в котельных и т.д.

Литература

1. Верниго В.М., Кульчицкий В.Б. Предупреждение горных ударов и внезапных выбросов в горнодобывающей промышленности// Горная Промышленность.– 2006. – №4. – С.6–7.
2. Малышев Ю. Н., Ю. Л. Худин Ю. Л., Васильчук М. П. и др. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне. – М.: Издательство Академии горных наук, 1997. – 463 с.
3. Пучков Л. А., Сластунов С. В., Коликов К. С. Проблемы реализации концепции метанобезопасности на угольных шахтах России // Уголь. – 2009. – №1. – С. 28–30.
4. Пучков Л. А., Сластунов С. В., Презент Г. М. Перспективы промышленного извлечения угольного метана // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во МГГУ 2002. –№ 6. – С. 6-10.
5. Пучков Л. А., Сластунов С. В., Федунец Б. И. Перспективы добычи метана в Печорском угольном бассейне. – М.: Издательство МГГУ, 2004. – 557 с.
6. Сластунов С. В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений. – М.: Издательство МГГУ, 1996. – 441 с.
7. Сикора П., Смыслов Д. и др. Особенности заблаговременной дегазации угольных пластов методом бурения скважин с поверхности // Глюкауф. – 2008. – №1. – С.38–45.
8. Правила безопасности в угольных шахтах (ПБ 05-618-03). Серия 05 выпуск 11 / Колл. Авт. — М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». – 2003. – 296с.
9. Методические рекомендации по применению Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы.- М.: Изд. ФГУ ГКЗ, 2007 г. – 34 с.

Секция 2

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МОДИФИЦИРОВАННОГО УГЛЕЩЕЛОЧНОГО РЕАГЕНТА

В.Н. Алейникова

Научный руководитель академик И.И. Лиштван
*Институт природопользования национальной академии наук
Беларуси, г. Минск, Беларусь*

Для регулирования технологических свойств глинистых растворов, используемых при бурении скважин, широко применяют гуматные реагенты [2–4, 6, 7]. Под гуматными реагентами имеются в виду препараты, содержащие гуматы натрия, калия или аммония. Их используют для общего улучшения качества глинистых суспензий, применяемых в буровой технике, в основном для снижения их вязкости, напряжения сдвига и водоотдачи [11]. Неоднократно предпринимались попытки расширить область применения гуматов и повысить их эффективность, с целью расширения возможности применения реагента в агрессивных средах и при высоких температурах. Однако, предпринятые попытки улучшения свойств углещелочного реагента полностью так и не решили проблемы получения высокоэффективных и экологически безопасных гуматных препаратов для обработки буровых растворов при бурении в сложных геолого-технических условиях. Поэтому нами была предпринята попытка модификации углещелочного реагента при помощи обработки его перекисью водорода, т.е. окислительной активации его гуминового комплекса.

Характерным признаком гуматных реагентов как понизителей вязкости и предельного напряжения сдвига промывочных жидкостей является наличие в составе их молекул ионогенных групп (карбоксильных) и структурных единиц, склонных к координационным

связям (спиртовых гидроксильных, аминных групп) [9, 10, 12]. Разжижающее действие этих веществ определяется способностью их молекул (или ионов) сочетаться двумя или несколькими связями с реакционноспособными атомами глинистой частицы. Критерием эффективности таких реагентов служат энергия и число связей, образующихся в процессе взаимодействия с активными центрами кристаллической решетки глинистого минерала [1].

Разжижающее действие зависит не только от наличия и благоприятного расположения функциональных групп и структурных элементов в молекуле гуминового соединения, но и от размера и конфигурации последних [5].

Исследованиями влияния на фильтрационные свойства глинистых суспензий различных фракций гуминового реагента, отличающихся молекулярной массой, подтверждено, что с увеличением размера молекулярных структур возрастает эффективность препарата как понизителя водоотдачи [1]. При содержании в реагенте молекул гуминовых соединений большей величины имеет место значительно более эффективное снижение водоотдачи. Наоборот, фракции реагента, представленные меньшими размерами молекул гуминовых веществ, интенсивно разжижают глинистые суспензии, мало влияя на величину фильтрации.

Функциональные группы распределены по всей длине молекул гуминовых веществ и могут быть присоединены как к ароматическим их фрагментам, так и алифатическим [10]. Наличие кислых функциональных групп (карбоксильных, фенольных гидроксильных) придает гуминовым кислотам способность к реакциям ионного обмена [6, 9], а гуминовые кислоты в водных растворах аммиака и щелочей образуют растворимые соли (гуматы калия, натрия, аммония).

Согласно [6], водные растворы гуминовых веществ можно рассматривать как полуколлоидно-высокомолекулярные системы типа полиэлектролитов с признаками микро мозаичной гетерогенности. В зависимости от степени диссоциации кислых и основных групп макромолекулы гуминовых веществ могут занимать различные конформационные состояния.

Диссоциация карбоксильных групп даже в кислой среде определяет электроотрицательность макромолекул и их отдельных звеньев, что способствует созданию рыхлых надмолекулярных структур гуминовых веществ. В изоэлектрическом состоянии молекулярные образования продуктов распада, включающие главную гуминовую, белковую и полиозную составляющие, представлены в основном компактными образованиями. Структуры последнего типа наиболее характерны для гуминовых веществ низинного торфа, где диссоциация кислых групп практически подавлена катионами, а межмолекулярные взаимодействия происходят не только за счет водородных связей и межмолекулярных сил, как в гуминовых соединениях верхового торфа, но и в результате взаимодействия ионогенных функциональных групп через катионы многовалентных металлов [6].

Угщелочные реагенты для исследований были приготовлены из бурого угля Житковичского месторождения с размером частиц < 2 мм. Нарботанные образцы отличались способом получения.

Образец 1-й (УЩР) получали по «сухому способу», заключающемся в обработке угля концентрированным раствором щелочи (40% NaOH). Полученный реагент имеет порошкообразный вид с размером частиц < 2 мм.

Образец 2-й (УЩР-М) отличается от первого лишь тем, что УЩР 1-й на завершающей стадии обрабатывали пероксидом водорода (30%-

ный раствор) при соотношении органическое вещество углещелочного реагента : H_2O_2 – 5 : 1. Обработку проводили при комнатной температуре, а смесь выдерживали 24 часа. Гранулометрический состав УЩР-М следующий: частицы с размером 1,25 мм – 69%; частицы с размером более 1,25 мм – 31%.

Основным действующим веществом гуматных реагентов, т.е. углещелочных реагентов, являются гуминовые вещества [1,6,7]. Поэтому их определение в готовом продукте является одним из важнейших показателей. Анализ реагента на содержание гуминовых кислот проводили аналогично [11]. Навеску реагента, содержащую 1 г органического вещества реагента, смешивали со 100 мл воды. После тщательного взбалтывания содержимое колбы выдерживали одни сутки, а затем отцентрифуговывали с помощью центрифуги ОПН-8 (скорость 7000 об/мин, время 15 мин). Фугат осаждали кислотой. Выпавший осадок, условно гуминовых кислот, отделяли и промывали на центрифуге первый раз – 0,05 н раствором соляной кислоты, затем два раза – 0,03 н раствором соляной кислоты, а затем дистиллированной водой. Далее осадок высушивали до абсолютно сухого состояния и взвешивали на аналитических весах. Выделенные таким образом гуминовые кислоты содержат значительное количество примесей (легкогидролизуемые вещества, битумы и др.), поэтому они и названы гуминовыми кислотами условно. Влажность и зольность образцов гуматных реагентов определяли по СТБ 2042 - 2010.

На ротационном вискозиметре Полимер «РПЭ – 1М.3» выполнены реологические исследования 10%-ных растворов полученных образцов реагентов при следующих скоростях сдвига (ϵ , c^{-1}): 0,3461; 0,6921; 1,384; 2,768; 5,537; 11,07; 22,15; 44,3; 88,59; 177,2; 354,4; 708,8. По результатам экспериментов строили полные реологические кривые течения

(рисунок), на основе которых и определяли основные реологические характеристики (наибольшую пластическую вязкость практически неразрушенной структуры η_0^* , наименьшую пластическую вязкость по Бингаму η_m^* , статический P_{k1} и динамический P_{k2} пределы текучести). Основные характеристики полученных реагентов указаны в таблице.

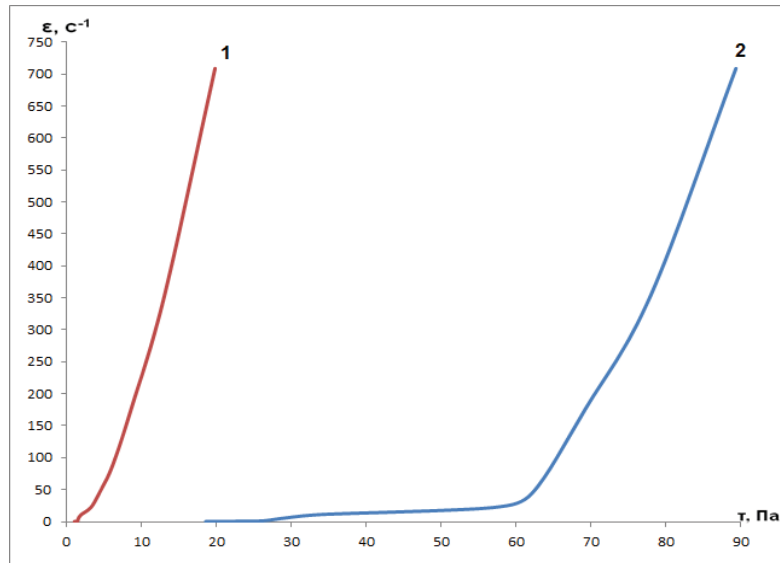


Рис. Полные реологические кривые УЩР (кривая 1) и УЩР-М (кривая 2)

Таблица

Основные характеристики гуматных реагентов

Образец	Влажность, %	Зольность, %	Содержание гуминовых кислот, %	Реологические параметры 10%-ных растворов			
				P_{k1} , Па	P_{k2} , Па	η_0^* , Па·с	η_m^* , мПа·с
УЩР	33,7	31,8	68,0	1,5	6,5	0,05	13,16
УЩР-М	33,6	27,1	37,0	23,5	67,0	0,85	30,3

Известно [8], что процесс течения систем всегда осуществляется, по крайней мере, тремя ступенями. Так, при весьма малых напряжениях происходит перестройка в молекулярном строении дисперсионной среды системы, т.е. это первая ступень, которую из-за несовершенства измерительных приборов редко удается заметить, как и в нашем случае.

С повышением напряжения сдвига структурированных сред происходит перестройка в структурированных оболочках системы. Естественно, что для начала течения структурированных оболочек необходимы уже большие напряжения, поскольку размер оболочки велик в сравнении с размером молекул полимера, т.е. мы имеем вторую ступень.

С дальнейшим ростом напряжения происходит перестройка в структуре самой системы. Образуются так называемые кинетические единицы, видимо, большие, по размерам, нежели оболочки, а это уже третья ступень, которую мы и наблюдаем. Разрешающая способность прибора Полимер «РПЭ – 1М.3» не дает возможность обнаружить все три ступени разрушения структуры в процессе течения, а позволяет лишь зафиксировать только нижнюю ступень изменения вязкости, отвечающую сравнительно большим напряжениям.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют, что, как в случае с кривой УЩР, так и в случае для кривой УЩР-М, имеется выход на стационарное течение с наименьшей пластической вязкостью по Бингаму η_m^* . Следовательно, мы имеем дело с малопрочными твердообразными структурами. Но, т.к. пределы текучести для УЩР малы, упругие свойства связей, препятствующих молекулярному течению, тоже малы. В случае УЩР-М, пределы текучести значительно больше, что указывает на заметные упругие свойства его коагуляционной структуры. Соответственно этому, для начала течения необходимо преодолеть упругость связей как структурированных оболочек, так и структуры системы в целом.

Результаты проведенных экспериментов показывают, что хотя обработка УЩР H_2O_2 и приводит к получению конечного продукта с меньшим содержанием ГК, но дисперсии данного реагента имеют более

высокие устойчивые свойства связей к наличию в среде электролитов, т.е. обеспечивает более высокую устойчивость гуматного реагента к агрессивному воздействию электролитов.

Литература

1. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
2. Городнов В.Д. Химические реагенты для обработки промывочных жидкостей. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 89 с.
3. Городнов В.Д. Химические реагенты и термосолеустойчивые буровые растворы. – Ташкент: изд-во ФАН, 1977. – 287 с.
4. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
5. Краснов К.С. Молекулы и химическая связь. – М.: Высшая школа, 1984. – 295 с.
6. Лиштван И.И., Круглицкий Н.Н., Третинник Р.Ю. Физико-химическая механика гуминовых веществ. – Минск: Наука и техника, 1976. – 264 с.
7. Мискарли А.К. О новых химических реагентах / А.К. Мискарли // Сб. науч. тр. «Промывочные растворы для бурения скважин». – М.: Гостоптехиздат, 1962.
8. Овчинников П.Ф., Круглицкий Н.Н., Михайлов Н.В. Реология тиксотропных систем. – Киев: «Наукова думка», 1972. – 121 с.
9. Орлов Д.С. Гумусовые кислоты почв и общая теория гумификации. – М.: Изд-во Моск. гос. ун-та, 1990. – 325 с.
10. Орлов Д.С. Химия почв. – М.: Изд-во Моск. гос. ун-та, 1992. – 399 с.
11. Ривкина Х.И. Торфощелочные реагенты – стабилизаторы глинистых суспензий // В кн. Труды Калининского торфяного института. Выпуск XIII. – Государственное энергетическое издательство, 1963. – С. 118 – 128.
12. Лиштван И.И. Физика и химия торфа: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1989. – 304 с.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КАЛИБРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА С ФУНКЦИЕЙ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ САЛЬНИКОВЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Н.А. Баркалов

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Проблема предотвращения осложнений при бурении пластичных глинистых пород, сопровождаемая в ряде случаев образованием сальников на элементах компоновки низа буровой колонны и в стволе скважины, не теряет своей актуальности. Сальники приводят к

затяжкам, посадкам, прихватам бурильного инструмента, создают эффект «поршневания» при спускоподъемных операциях, снижают механическую скорость бурения.

Образование сальниковых масс на нижней части компоновки бурильной колонны в условиях недостаточного качества бурового раствора и организации промывки возможно как при продольном перемещении компоновки в зашламованном стволе, так и в процессе разбуривания массива глинодержащих горных пород. В первом случае накопления рыхлого и вязкого шлама наблюдаются в местах резких переходов различных по назначению элементов компоновки низа колонны. Во втором случае плотный и прочный сальник формируется между лопастями долота и калибратора в результате воздействия механических нагрузок и гидравлического давления на скопления выбуренных глинистых пород, слипшихся в промывочных каналах рассматриваемых инструментов [1].

Удаление сальников в обоих *рассматриваемых* случаях организуют сочетанием расхаживания и вращения бурильной колонны с одновременной промывкой скважины при максимальной подаче насосов, однако применяемые мероприятия не всегда результативны и безопасны. Более того, при расхаживании инструмента существует вероятность образования новых и уплотнение уже сформированных сальников, что в ряде случаев приводит к прихвату компоновки, прекращению циркуляции раствора и последующему гидроразрыву пластов. Увеличение расхода промывки также ограничено по максимально допустимым скоростям потока раствора и давлению. Таким образом, для предупреждения и ликвидации сальниковых образований необходимо создание новых технологий и технических решений.

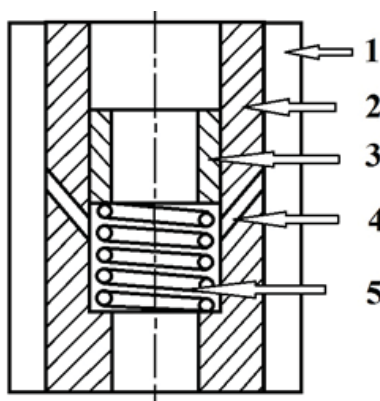


Рис. Принципиальная схема калибратора: 1 – промывочный канал; 2 – корпус; 3 – втулка; 4 – отверстие; 5 – пружина

Одним из решений является применение калибратора с гидромониторными отверстиями в корпусе для разрушения глинистых скоплений образующихся непосредственно в процессе разбуривания горных пород и удаления шламовых пробок, формируемых во время подъема – спуска бурильной колонны.

Базовой основой предлагаемой конструкции (см. рис.) является корпус 2 серийного калибратора (центратора), в который привнесены следующие элементы: втулка 3, пружина 5, просверленные наклонно гидромониторные отверстия 4 соединяющие межлопастное пространство 1 с внутренним каналом калибратора. Угол наклона гидромониторных отверстий подбирается из условий минимизации гидравлического сопротивления восходящему потоку раствора, струи жидкости, сформированной в гидромониторных отверстиях, повышения разрушающей способности струи, сохранения целостности ствола и корки на стенке скважины.

В исходном положении втулка под действием пружины находится в крайнем верхнем положении, гидромониторные отверстия открыты.

После спуска калибратора на забой и запуска насосов поток бурового раствора при движении через втулку 3 создает перепад

давления. Втулка 3 перемещается вниз, сжимает пружину 5 и перекрывает гидромониторные отверстия 4. Раствор в полном объеме поступает на забой, обеспечивая проектный расход.

В случае возрастания давления на стояке и крутящего момента при разбуривании вязкопластичного глинистого материала, прекращают углубку скважины и снижают давление на насосах, при этом втулка усилием пружины возвращается в исходное положение, открывая гидромониторные отверстия. Поступающий в отверстия буровой раствор, на выходе формирует высокоскоростную струю, которая разрушает скопления шлама над отверстием между лопастями калибратора и таким образом создает условия для продавливания оставшейся части вязкой сальниковой массы потоком раствора в направлении от долота к калибратору, что обуславливает восстановление циркуляции в призабойной зоне.

Рассмотренный выше порядок работы калибратора в режиме удаления сальниковых скоплений сохраняется также при «протаскивании» компоновки в местах образований и накоплений глинистого *шлама зон каверн* и интервалов ствола с повышенной проницаемостью. Под воздействием высокоскоростных струй эффективнее прорабатывается ствол скважины, и удаляются шламовые «подушки» из кавернозных зон.

Периодическое включение в работу предлагаемого устройства позволит предупреждать образование сальников в промывочных каналах калибрующего инструмента и на элементах компоновки в местах уменьшения скоростей восходящего потока бурового раствора.

В производственных условиях *буровых организаций* изготовление рассматриваемой конструкции калибратора возможно на основе

калибратора спирального типа, поскольку такой тип инструмента наиболее предрасположен к сальникообразованию.

На данную конструкцию подана заявка на получение патента.

Выводы

Таким образом, при разбурировании глиносодержащих горных пород, подъема – спуска компоновки бурильной колонны в условиях недостаточного качества бурового раствора и организации промывки предлагаемое автором устройство позволит предупреждать и ликвидировать образование сальниковых масс на породоразрушающем инструменте и опорно – центрирующих устройствах, эффективнее прорабатывать места сужений и удалять шламовые «подушки» в кавернозных зонах ствола скважины.

Литература

1. Христенко А.В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбурировании пластичных горных пород: Автореферат. Дис. на соискание уч. степ. канд. технических наук: 25.00.15 / Уфа, 2010. – 194 с.

ОСОБЕННОСТИ УСТРОЙСТВА ДОЛОТ РДС ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ А.В. БЕЗУГЛЫЙ ООО «СГК-Бурение»

Буровые долота являются ключевым элементом любого бурового комплекса. Экономическая эффективность бурового проекта во многом определяется эксплуатационными показателями буровых долот. Как показывает практика, за счет правильного подбора буровых долот можно получить экономию капитальных затрат при строительстве глубоких нефтяных и газовых скважин до 30-40% от общей суммы затрат по проекту строительства.

Рынок буровых долот в России в последние годы претерпевает существенные, как качественные, так и количественные изменения.

Важным фактором, характеризующим российский рынок, является усиление конкурентной борьбы среди поставщиков буровых долот. Как известно, российский рынок является открытым. Сегодня на российском рынке присутствуют практически все мировые производители долот. Конкурентное соперничество между ними приобретает в этих условиях особую остроту. Любой буровой подрядчик сегодня стоит перед реальным выбором при решении использовать долота той или иной компании-производителя или продавца.

Одна из основных проблем нефтегазодобывающей отрасли России — качественное ухудшение сырьевой базы. Основные месторождения Урала, Западной Сибири и Поволжья вышли на поздние стадии разработки со снижающейся добычей нефти. Выработка их запасов достигла 54%, а доля трудно извлекаемых увеличилась до 55 — 60%. Обеспечить достаточную рентабельность их освоения можно только за счет сокращения сроков строительства скважин путем внедрения инноваций в технологию бурения, использования сервисного обслуживания и современного породоразрушающего инструмента с улучшенными эксплуатационными показателями.

Многообразие физико-механических свойств горных пород, различные глубины их залегания, а также использование различных способов бурения вызывают необходимость применения разных конструкций и типов долот. Механические и абразивные свойства разбуриваемых горных пород варьируются в широких пределах. Целевое назначение долот также различно. Следовательно, условия их работы, требования к ним разнообразны и для их выполнения необходима гамма долот.

По назначению долота делятся на три группы: для бурения сплошным забоем, для бурения кольцевым забоем, специального назначения. Первые две группы включают по три класса долот, отличающихся по преобладающему характеру взаимодействия с горной породой: дробяще-скалывающего действия, режуще-скалывающего и истирающе-режущего действия. К двум последним относятся алмазные долота.

Долота PDC

Долота PDC разрушают горную породу с помощью режущего действия в отличие от разрушения породы дроблением, что происходит при использовании трехшарошечных долот. Эти долота были разработаны, в основном, для бурения мягких и средних пород, где раньше использовались трёхшарошечные долота. В мягких породах долота с резцами PDC демонстрировали скорость проходки, более чем в три раза превышающую аналогичную скорость при использовании других долот. Это достигается за счёт режущего механизма долот PDC и их большей долговечности в связи с отсутствием в их конструкции движущихся частей, которые могут быстро изнашиваться. Количество энергии для удаления одной единицы объёма значительно меньше, чем тот же показатель для шарошечных долот и долот, армированных натуральными алмазами.

Во время процесса разрушения горной породы резцом PDC, твердосплавное основание, находящееся сразу за алмазным слоем, изнашивается быстрее, чем поликристаллические алмазы. В результате этого образуется заострённое алмазное лезвие, которое продолжает оставаться острым на протяжении всего ресурса работы резца. Хотя резец PDC показывает прекрасное сопротивление абразивному износу, он очень чувствителен к ударной нагрузке.

Конструктивные особенности PDC долот

Натуральные алмазы образуются в природе при давлении от 24 до 42 тысяч МПа и температуре от 1000°С до 3000°С. В сравнении, синтетические алмазы создаются при давлении от 7 до 10,5 тысяч МПа и температуре 2000°С.

Синтетические алмазы получают путём комбинирования графита с металлическим растворителем, таким как никель или кобальт (также может быть применён кремний). Эти металлы действуют как катализаторы. За счёт выбора соответствующих давления и температуры можно получать различные виды синтетических алмазов. В результате, получается алмазный порошок, представленный на рисунке 1, который используется для производства поликристаллических алмазных компактов.

Алмазный порошок помещается в огнеупорный контейнер, обычно изготовленный из циркония или молибдена. Форма контейнера определяет геометрию окончательного продукта. Подложка из твёрдого сплава (карбида вольфрама) помещается на алмазный порошок, и контейнер закрывается крышкой. После этого контейнер механически герметизируется. Обычно в каждом контейнере изготавливается несколько резцов. Затем контейнер помещается в графитовую нагревательную трубку.

Сборка помещается в камеру, изготовленную из материала, обладающего экстремально эластичными и огнеупорными свойствами. Под действиями высокого давления этот материал надёжно герметизирует контейнер, одновременно передавая высокое давление штоков пресса на алмазный порошок. Таким материалом является пирофиллит.

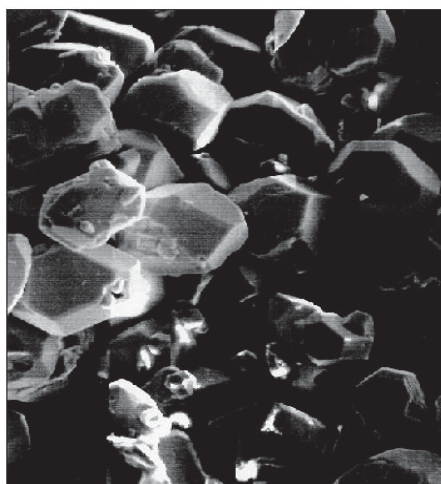


Рис. 1 – Алмазный порошок

В заключении сборка помещается под пресс. При достижении давления в 7 000 МПа и температуры 1400°С начинается спекание алмазных кристаллов, при этом кобальт из твёрдосплавного «задника», где он играет роль цемента, проникает в алмазный порошок, катализируя реакцию спекания. Кобальт также формирует соединения с твёрдосплавным материалом, помогая получить единый компонент.

После цикла прессования контейнеру дают остыть, а затем вскрывают. PDC компонент подвергается очистке пескоструем, а его поверхность шлифуется для снятия шлаков и для получения плоских внешних поверхностей. Окончательные размеры продукта доводят шлифованием и полировкой.

Большинство изготавливаемых резцов PDC имеют только сравнительно короткую твёрдосплавную опору для удержания поликристаллического алмазного слоя.

Поэтому возникает необходимость обеспечить более существенную опору для PDC не только для удержания алмазного слоя, но и для присоединения резца к корпусу долота. Эта твёрдосплавная

основа может быть выполнена в виде столбиков или цилиндров из карбида вольфрама.

Процесс присоединения, так называемый «LS-bonding», осуществляется с помощью запатентованной установки. Процесс соединения происходит при температуре 950°C, достигаемой за счёт индукционного нагрева.

Соединяемые поверхности твёрдосплавной удлинённой опоры и PDC очищаются с помощью ультразвуковой установки. Прокладка из припоя приклеивается к опоре и алмазному резцу. Затем производится спайка на специальном оборудовании.

Для закрепления резцов PDC на долоте, в зависимости от материала корпуса долота (стального или твёрдосплавного), используются два различных процесса.

Присоединение к долоту со стальным корпусом:

Корпус долота нагревается в печи до температуры 440°C. При этой температуре посадочные отверстия для резцов, заранее высверленные в теле долота, расширяются до размера, при котором резцы могут быть свободно вставлены. Когда долото охлаждается до наружной температуры, диаметр отверстий соответственно сокращается, зажимая при этом резец в нужной позиции.

Присоединение к долоту с матричным корпусом:

В долотах с матричным корпусом посадочные карманы для резцов производятся при помощи установки вспомогательных графитовых вкладышей, которые после отливки корпуса удаляются машинной обработкой. Все резцы впаиваются в корпус долота, используя обычный припой. Опоры резцов и карманы для них тщательно очищаются до помещения припоя на дно каждого кармана. Для нейтрализации продуктов окисления, которые могут помешать правильному проведению

пайки, на опоры резцов накладывается флюс. Наличие флюса также обеспечивает равномерное распределение припоя по телу резца. Резцы устанавливаются в карманах и закрепляются специальным пружинным устройством. Корпус долота помещается в печь и в восстановительной среде нагревается до температуры 700°C. При данной температуре формируются соединения между поверхностями опоры резца и кармана. После охлаждения припой твердеет, и пружинное фиксирующее устройство снимается.

Присутствие кобальта обуславливает предел температурной устойчивости резца PDC, который существенно ниже, чем у натурального алмаза. Кобальт используется в процессе производства синтетических алмазов в качестве растворителя графита и затем - как катализатор для его превращения и высаживания создавшихся частиц алмазов. Если резец PDC нагреть выше 700°C, кобальт вновь начинает работать как катализатор, но в данном случае он стимулирует превращение алмазных кристаллов в графит. Поэтому, во избежание риска спонтанной графитизации, очень важно, чтобы резец PDC использовался при температуре ниже критической.

Профили долота

Существуют три основных типа профилей:

Плоский, или с неглубоким конусом: эта конструкция позволяет равномерно распределять приложенную на долото нагрузку на каждый из резцов, но при этом она ограничивает плотность размещения резцов, и тем самым ограничивает применение долота в породах с твёрдыми пропластками.

Двойной конус, или сужающийся профиль: эта конструкция позволяет увеличить плотность размещения резцов в сторону наружного диаметра долота, даёт возможность получить их равномерный износ, а

также обеспечивает высокую стабильность при вращении и направленном бурении. Долота с двойным конусным профилем наиболее пригодны для бурения пород с чередующимися твёрдыми пропластками.

Параболический профиль: эта конструкция долота обеспечивает равномерное распределение нагрузки по поверхности, исключая тем самым зоны с резкой концентрацией напряжений. Обычно долота с параболическим профилем используются при бурении с забойными двигателями и турбобурами.

Расположение гидравлических насадок

Расположение гидравлических насадок имеет важное значение для сведения к минимуму образования застойных зон вокруг долота при бурении. С помощью стробоскопии могут быть выявлены и, при необходимости, откорректированы застойные зоны и зоны избыточного движения жидкости.

Долота PDC разрушают горную породу с помощью режущего действия в отличие от разрушения породы сжатием, что происходит при использовании трехшарошечных долот. Количество энергии для удаления одной единицы объёма значительно меньше, чем тот же показатель для шарошечных долот и долот, армированных натуральными алмазами.

Во время процесса разрушения горной породы резцом PDC, твёрдосплавное основание, находящееся сразу за алмазным слоем, изнашивается быстрее, чем поликристаллические алмазы. В результате этого образуется заострённое алмазное лезвие, которое продолжает оставаться острым на протяжении всей жизни резца.

Хотя резец PDC показывает прекрасное сопротивление абразивному износу, он очень чувствителен к ударной нагрузке. Более

вязкая твёрдосплавная основа обеспечивает определённую степень поддержки и смягчения ударных нагрузок. Компания «Рид-Хайкалог» запатентовала импрегнированные алмазные вспомогательные элементы, которые используются во всех типах буровых долот с резцами PDC, что также играет ключевую роль в защите алмазных резцов от ударных нагрузок.

В отличие от шарошечных и долот с мелкими алмазами, PDC резцы обладают самозатачивающимися свойствами. Механизм разрушения породы долотом с АТП представлен на рисунке 2.

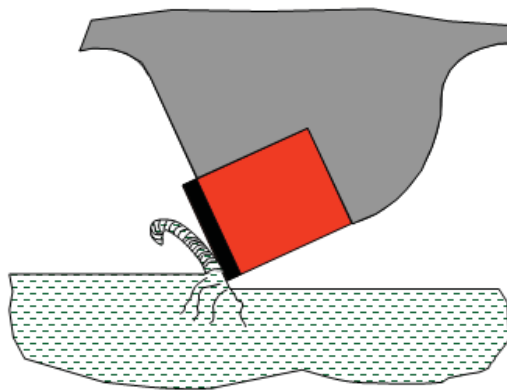


Рис. 2- Разрушение породы

Конструкция долот PDC

Конструкция PDC долот представлена на рисунках 3 и 4.

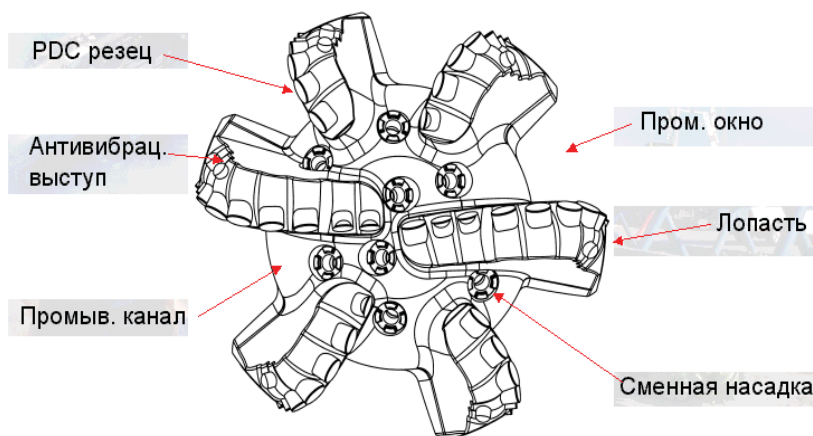


Рис. 3 - Долото PDC вид сверху

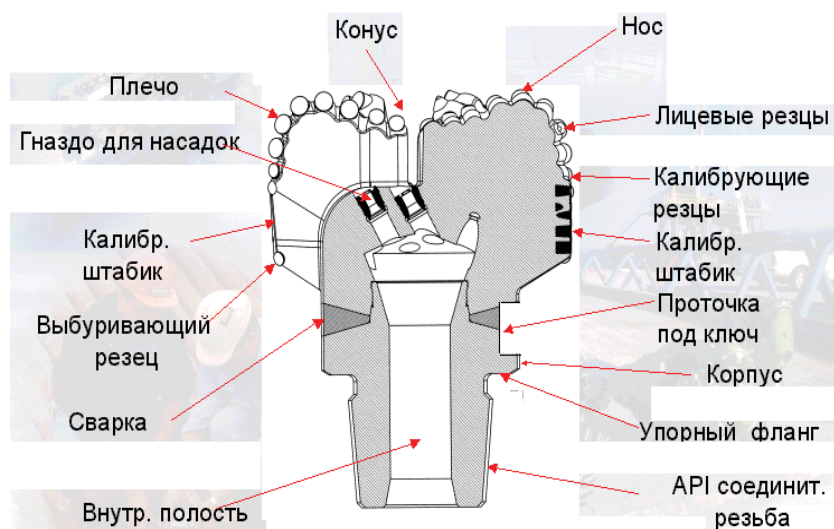


Рис. 4 - Долото PDC вид слева

Корпуса долот PDC бывают стальными и матричными.

Матричный корпус получают путем пропитки твердосплавного порошка, помещенного в пресс-форму, легкоплавким связующим – латунью, бронзой, сплавами на основе никеля.

Матрица обладает значительно более высокой износоустойчивостью и сопротивляемостью гидроабразивному износу.

Стальной корпус имеет более высокую точность изготовления и обеспечивает значительно большую протяженность лопастей долота в осевом и радиальном направлении (т.е. “вылет” лопасти над корпусом долота).

Решение о том, какой материал использовать в новой конструкции всегда является компромиссным решением.

От корпуса долота, на протяжении всего срока службы долота, требуется обеспечение следующих функций:

- удерживать и обеспечивать поддержку, как резцов, так и промывочных насадок;
- сохранять прочность при рабочих условиях на забое скважины;

- направлять и контролировать поток бурового раствора, очищающего и охлаждающего резцы;
- обеспечивать крепление к бурильной колонне.

Хотя как сталь, так и матрица могут удовлетворить все эти требования, каждый из материалов может превосходить другой в специфических функциях.

В любом случае основные конструктивные особенности долот: размер вооружения, профиль лопастей, материал корпуса и т.д. зависят от типа разбуриваемых пород.

Для более твердых пород увеличивается запас вооружения, следовательно, увеличивается количество лопастей и уменьшается диаметр резцов. Малые резцы дают максимальный радиальный объем алмазов благодаря плотности их распределения.

Для менее твердых пород – размер резцов обычно увеличивают (до Ø22,5 мм). Крупные резцы имеют больший объем алмазов обусловленный их большим выступом.

Также может изменяться и длина калибрующей части в зависимости от назначения долота. Например, для бурения участка набора зенитного угла калибрующая часть укорачивается, для зарезных долот может вообще отсутствовать или являться режущей. Для участка стабилизации, с целью повышения качества ствола и стабилизации работы долота, длину калибрующей части повышают. Классификация PDC долот по IADC представлена в таблице 1.

Таблица 1

Классификация PDC долот по IADC

А Корпус долота Bit body		В Разбуриваемые породы. Formation type	С Структура реза Cutting structure	Д Профиль лопасти Bit profile
“М	Матричный Matrix	Очень мягкие Very soft	PDC, 19mm	Короткий - «рыбий хвост» Short fishtail
“S	Стальной Steel		PDC, 13mm	Короткий профиль Short profile
“D	Импрегнированные алмазы Diamond		PDC, 8mm	Средний профиль Medium profile
		Мягкие Soft	PDC, 19mm	Длинный профиль Long profile
			PDC, 13mm	
			PDC, 8mm	
		Мягкие - средние Soft to medium	PDC, 19mm	
			PDC, 13mm	
			PDC, 8mm	
		Средние Medium	PDC, 19mm	
			PDC, 13mm	
			PDC, 8mm	
		No code		
		Средние - твердые Medium hard	Натуральные алмазы Natural diamond	
			Синтетические алмазы TSP	
			Комбинированные Combination	
		Твердые Hard	Натуральные алмазы Natural diamond	
			Синтетические алмазы TSP	
			Комбинированные Combination	
		Крепкие Extremely hard	Натуральные алмазы Natural diamond	
			Импрегнированные алмазы Impregnated diamond	

Совершенствование технологий бурения расширяет диапазон требований, предъявляемых к современным конструкциям буровых долот - как шарошечных, так и алмазных. Это фактор можно по праву назвать ключевым на современном российском рынке. Однако исключительно важно сегодня найти сбалансированный подход к критериям оценки потребительских свойств долот. С одной стороны, разумным является желание сохранить приемлемую цену, а с другой

стороны, оправданно стремление максимально увеличить интегральные показатели эксплуатационных характеристик.

Ключевым решением вопроса стало появление на российском рынке долотного сервиса. Основой этой сервисной деятельности является соединение потребностей и ожиданий потребителей буровых долот и существующих и потенциальных возможностей производителей этих долот. Сегодня подобные услуги оказывают многие сервисные российские и зарубежные компании. Первые итоги работы полевых инженеров компании показали эффективность такого партнерства. Опыт долотного сервиса в России многократно обсуждался на специализированных конференциях. Общая оценка является позитивной. По сути, данная практика появилась как следствие мирового опыта при решении буровых проблем в сложных геологических условиях. Как правило, речь идет о создании интегрированных многопрофильных команд специалистов, представляющих интересы поставщиков и потребителей долот, а также проектировщиков скважин. Перед ними ставится решение конкретной целевой задачи при разработке реального бурового проекта. В большинстве случаев они находят ожидаемое решение в кратчайшие сроки. Полагаю, что подобный опыт может также оказать позитивное влияние на оптимизацию бурения и снижения затрат на бурение в России.

Литература

1. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Салихов Р.Г., Янгиров Ф.Н. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин: Учебное пособие. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005г. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1988г. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра, 1985г. Конесев Г.В., Филимонов Н.М. Методическое руководство по расчету бурильных колонн. - Уфа: УНИ, 1985г. Леонов Е.Г. Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов.-М.: Недра, 1987г.

**ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ
ГЛИНОПОРОШКОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ И ИХ ХИМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА****П.А. Блинов, Е.А. Полякова***Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия*

В настоящее время при бурении скважин для приготовления бурового раствора часто применяют модифицированные глинопорошки. Они хорошо растворяются в пресной воде и придают раствору необходимые технологические свойства без дополнительных добавок химических реагентов. Чаще всего для модификации глинопорошков используют кальцинированную соду и различные полимеры. В результате этого прогнозирование изменения свойств раствора от количества твердой фазы не всегда оправдывает надежды. Попробуем разобраться, в чем здесь дело.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную глину с химическими реагентами или без них. Для приготовления буровых растворов используют в основном глинопорошки из бентонитовых, гидрослюдистых (местных) и палыгорскитовых глин, каждая из которых содержит различные примеси других минералов. В бентонитовых глинопорошках содержится 70% и более минерала монтмориллонита.

Бентониты принято подразделять на щелочные (натриевые) и щелочноземельные (кальциевые). В составе обменной емкости натриевых бентонитов преобладают одновалентные металлы Na^+ и K^+ . Натриевые бентониты хорошо набухают и диспергируются в воде, могут переходить в кальциевые (путем известкования), имеют высокий выход раствора. Кальциевые бентониты слабо набухают и диспергируются в воде, могут переходить в натриевые (добавка кальцинированной соды), имеют низкий выход раствора.

Применение бентонитовых глинопорошков экономически очень выгодно, так как позволяет облегчить и ускорить приготовление и регулирование параметров буровых растворов, снизить расходы материалов. Эти преимущества возрастают при использовании порошков с высокими выходами раствора (до 18 м³/т), в то время как у обычных глин выход раствора 2-3 м³/т. Недостатком бентонитовых порошков является то, что они дают суспензии малой плотности и весьма чувствительны к агрессивным воздействиям солей [14].

Рассмотрим несколько модифицированных бентонитовых глинопорошков.

1. ПБМА - бентонит, получаемый из высококачественных глин российских месторождений. Отличный структурообразователь, обладающий высокоразвитой тиксотропией. Позволяет получать растворы с низким содержанием твердой фазы. Приводит к росту механической скорости бурения и сокращению времени на приготовление и обработку раствора. Обладает высоким пределом текучести.

2. BoreGel - получен на основе высококачественного, тонко помола натриевого вайомингового бентонита для простоты замеса и с очень высокой производительностью. При смешении с водой образуется жидкая суспензия с высококачественными свойствами, которая легко прокачивается насосом.

3. TunnelGel - бентонитовая смесь для ГНБ и микротоннелирования. Благодаря высокой способности к набуханию бентонитовая смесь за короткое время создает готовый к работе буровой раствор, который обладает высокой способностью к гелеобразованию, низкой водоотдачей и великолепными смазывающими свойствами, т. к. более чем на четверть состоит из полимеров.

4. QuikGel – загуститель смеси, представляет собой высококачественный, тонкого помола натриевый бентонит, который создан специально для облегчения замеса и получения качественной суспензии в чистой воде. Содержит малое количество нетоксичных органических полимеров.

Приготовим растворы на основе рассмотренных глинопорошков плотностью 1020 кг/м^3 и измерим их фильтрационные характеристики, т.к. к ним, прежде всего, предъявляются жесткие требования. Измерения проведем на фильтр-прессе «Fann НРНТ 175», а также измерим угол трения глинистой корки на приборе КТК-2 (табл.2).

Таблица 1

Параметры растворов плотностью 1020 кг/м^3 , приготовленных из модифицированных глинопорошков

Глинопорошок	Водоотдача, $\text{см}^3/30\text{мин}$	Угол трения глинистой корки, град	Толщина глинистой корки, мм
ПБМА	6	>25	1,5
Bore Gel	16,5	10	3
Tunnel Gel	16,8	22	4
Quik Gel	28	16	4

Несмотря на высокий угол трения корки глинопорошок ПБМА показал низкую водоотдачу, которая удовлетворяет современным требованиям к буровым растворам.

Рассмотрим, как изменятся параметры раствора на основе ПБМА если мы увеличим содержание глинопорошка. Для этого приготовим раствор плотностью 1050 кг/м^3 и измерим кроме водоотдачи статическое и динамическое напряжение сдвига, пластическую вязкость (на приборе «Ofite 1100» с программным управлением) при комнатной и забойной температуре (28 и $50 \text{ }^\circ\text{C}$) (табл.2).

Таблица 2

**Параметры глинистых растворов на основе ПБМА
 плотностью 1020 кг/м³ и 1050 кг/м³**

Плотность, кг/м ³	Водоотдача, см ³ /30мин		СНС θ ₁ /θ ₁₀ , Па	Динамическое напряжение сдвига (ДНС), Па		Пластическая вязкость · 10 ³ , Па·с	
	28 ⁰ С	50 ⁰ С		28 ⁰ С	50 ⁰ С	28 ⁰ С	50 ⁰ С
1020	6	19	15/32	0,9	0,8	2,2	1,6
1050	14	10	14/18	16,3	22,7	8,8	8,6

С увеличением плотности водоотдача при комнатной температуре увеличилась с 6 до 19 см³/30мин, а при 50⁰С уменьшилась с 19 до 10 см³/30мин., СНС (θ₁₀) уменьшилось почти в два раза, тиксотропные свойства практически не проявляются, увеличились как ДНС, так и пластическая вязкость. При этом при повышении температуры ДНС раствора плотностью 1020 кг/м³ уменьшается, а при 1050 кг/м³ – увеличивается.

Рассмотрим более подробно влияние температуры на свойства раствора плотностью 1050 кг/м³ (табл.3).

Таблица 3

**Параметры глинистого раствора на основе ПБМА
 плотностью 1050 кг/м³ при различных значениях температуры**

Параметры	Температура, ⁰ С			
	30	50	70	90
Водоотдача, см ³ /30 мин	14,0	10,0	15,5	16,5
Динамическое напряжение сдвига, Па	16,3	22,7	29,9	41,1
Пластическая вязкость · 10 ³ , Па·с	8,8	8,6	7,2	9,9

На основании полученных значений прослеживается общий рост значений параметров, хотя имеются экстремумы - минимальная водоотдача при 50⁰С, а минимальная пластическая вязкость при 70⁰С.

Таблица 4

Водоотдача глинистых растворов (см³/30 мин) на основе ПБМА плотностью 1050 кг/м³ с добавлением различных типов ФХЛС при температуре 50⁰С

№ ФХЛС	Концентрация ФХЛС, %				
	0	4,5	7	10	15
1	14	7	7,3	-	-
2	14	-	-	10	9
3	14	9	9	-	-

Таблица 5

Статическое напряжение сдвига (Па) глинистого раствора на основе ПБМА плотностью 1050 кг/м³ при температуре 50⁰С

№ ФХЛС	Концентрация ФХЛС, %				
	0	4,5	7	10	15
1	14/18	24/26	3/3	-	-
2	14/18	-	-	15/15	11/12
3	14/18	5/6	3/5	-	-

Таблица 6

Пластическая вязкость ($\cdot 10^3$, Па·с) глинистого раствора на основе ПБМА плотностью 1050 кг/м³ при температуре 50⁰С

№ ФХЛС	Концентрация ФХЛС, %				
	0	4,5	7	10	15
1	8,6	5,9	2,7	-	-
2	8,6	-	-	2,9	6,8
3	8,6	5,1	5,8	-	-

Таблица 7

Динамическое напряжение сдвига (Па) глинистого раствора на основе ПБМА плотностью 1050 кг/м³ при температуре 50⁰С

№ ФХЛС	Концентрация ФХЛС, %				
	0	4,5	7	10	15
1	22,7	28,2	4,2	-	-
2	22,7	-	-	18,2	13,3
3	22,7	7,6	5,1	-	-

Попробуем обработать тот же раствор плотностью 1050 кг/м^3 реагентами для снижения реологических показателей и водоотдачи. Возьмем феррохромлигносульфонат (ФХЛС), который снижает вязкость и водоотдачу бурового раствора. В настоящее время на рынке представлено много производителей этого реагента. Используем реагент трех изготовителей из этого списка и обозначим их номерами (№1, №2 и №3), добавив в раствор 0,2 % пеногасителя. Зададим забойную температуру 50°C . Значения водоотдачи, статического напряжения сдвига, динамического напряжения сдвига и пластической вязкости при различных концентрациях ФХЛС представлены в табл. 4-8.

Таблица 8

Статическое напряжение сдвига (Па) глинистого раствора на основе ПБМА плотностью 1050 кг/м^3 при температуре 50°C

№ ФХЛС	Концентрация ФХЛС, %				
	0	4,5	7	10	15
1	14/18	24/26	3/3	-	-
2	14/18	-	-	15/15	11/12
3	14/18	5/6	3/5	-	-

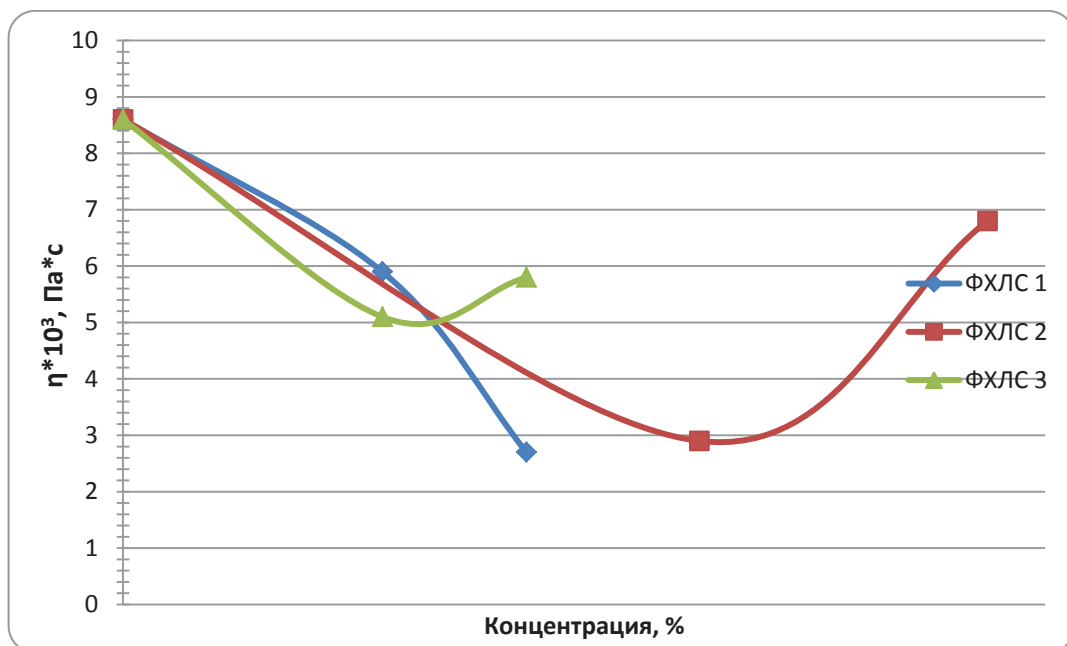


Рис.1. Зависимость пластической вязкости от концентрации ФХЛС

Из полученных результатов видно, что практически каждый параметр бурового раствора имеет свой экстремум в не зависимости от производителя. Для примера приведем полученные данные для пластической вязкости на рисунке 1.

Поскольку водоотдача глинистого раствора имеет слишком большое значение снизим ее, обработав раствор КМЦ-600. Результаты измерений полученного бурового раствора представлены в табл. 9.

Таблица 9

Параметры глинистого раствора на основе ПБМА плотностью 1050 кг/м³ с добавлением ФХЛС№3 - 4,5%, КМЦ-600 - 0,2% и пеногасителя 0,2% при различных значениях температуры

Параметры	Температура, °С			
	28	50	70	90
Водоотдача, см ³ /30 мин	5	8,5	9,5	11,5
Угол трения глинистой корки, град	14	15	15	16
Толщина глинистой корки, мм	1,5	1,5	1	1
Статическое напряжение сдвига, Па	9/24	7/12	6/11	10/15
Динамическое напряжение сдвига, Па	12,3	11,4	8,6	11
Пластическая вязкость · 10 ³ , Па·с	25	10,8	10,7	9,2

Несмотря ни на что, можно достичь требуемых параметров бурового раствора используя стандартные реагенты для буровых растворов, но при этом даже незначительные отклонения в составе могут изменить эти параметры на недопустимые.

В заключении можно отметить следующее. Буровые растворы на основе модифицированных глинопорошков имеют свою – рациональную область применения, выходя за рамки которой можно получить непредсказуемые технологические свойства. Такие растворы необходимо тщательно исследовать в лабораторных условиях, что требует больших затрат времени.

Литература

1. Рязанов Я. А. Справочник по буровым растворам. М.: Недра, 1979. – 215 с.

**РАЗРАБОТКА ВЫСОКОПРОЧНОГО ТАМПОНАЖНОГО
МАТЕРИАЛА С НИЗКОЙ ФИЛЬТРАЦИЕЙ ДЛЯ
ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ**

**А.С. Бубнов, И.А. Бойко, И.Н. Барышев, В.С. Хорев,
Р.Н. Насибуллина**

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

При первичном вскрытии продуктивных пластов, а также в процессе цементирования происходит негативное воздействие на продуктивные горизонты за счет водоотделения фильтрата тампонажного раствора. Снижение водоотделения до минимальных значений способствует снижению skin-фактора, следовательно, это позволяет снизить время на освоение скважины. Основным способом контроля и снижения водоотделения является использование хим. реагентов.

При разработке тампонажного материала с низкой фильтрацией в качестве образцов были взяты цемент ПЦТ-G-СС-1 и ПЦТ-I-100. При анализе данных образцов цемента, с водоцементным отношением 0,5 были получены результаты, представленные в таблице 1. Данные марки цемента были выбраны как наиболее часто используемые при цементировании нефтяных и газовых скважин.

Основной задачей, которую необходимо было решить, это получение низкого значения водоотделения тампонажного раствора, сохранив при этом прочностные характеристики цементного камня и время загустевания, соответствующие требованиям ГОСТ 1581-96 [1,2,3]

Таблица 1

Значения полученных результатов (без добавления хим. реагентов)

ПЦТ-G- СС-1	
Параметр	Результат
Водоотделение, мл	6,5
Время загустевания, мин.	145
Прочность на изгиб, мПа	7,75
Плотность, гр/см ³	1,83
ПЦТ-I-100	
Параметр	Результат
Водоотделение, мл	4
Время загустевания, мин.	107
Прочность на изгиб, мПа	8,4
Плотность, гр/см ³	1,83

Для снижения водоотделения было принято решение выполнить ряд сравнительных анализов с добавками, способствующими снижению фильтрации. В качестве хим. реагентов регулирующих водоотделение применялись крепь-3, гидроксипропилцеллюлоза, сайпан, бентонит. Краткое описание хим. реагентов приведено ниже.

Крепль-3 - реагент структурообразователь предназначенный для получения высококачественных тампонажных растворов нормальной плотности, облегченных и сверхлегких (для температур 20-75 С).

Применение реагента обеспечивает:

- седиментационную устойчивость (стабильность) растворов;
- изолирующую способность;
- адгезию камня к металлу обсадных колонн и стенкам скважины;
- ускорение сроков начала схватывания растворов;
- повышенную прочность цементного камня.

Гидроксипропилцеллюлоза - эфир целлюлозы, слабокислотный полиэлектролит. По свойствам близок к Na-КМЦ. Производное целлюлозы, не ионный водорастворимый полимер. Легко растворим в холодной или горячей воде с образованием растворов в широком

диапазоне вязкости. Благодаря не ионному характеру, обладает широким спектром совместимости с другими продуктами, такими как эмульсионные полимеры, природные и синтетические смолы, эмульгаторы и противопенные средства. Применяется в качестве наполнителя, стабилизатора эмульсии, пленкообразователя, регулятора вязкости водной части продукта и понизителя фильтрации.

Сайпан – представляет собой гидролизованный полиакриламид с высокой степенью анионного заряда и низкой молекулярной массой. Сайпан используют как полимерный структурообразователь и понизитель фильтрации буровых и тампонажных растворов.

Бентонит - природный глинистый минерал, имеющий свойство разбухать при гидратации (в 14-16 раз). При ограничении пространства для свободного разбухания в присутствии воды образуется плотный гель, который препятствует дальнейшему проникновению влаги. Добавка бентонита в значительно большей степени повышает сопротивление фильтрации, но в связи с ярко выраженной тиксотропией коагулянтов в структуре монтмориллонита увеличивается вязкость.

Изначально, подбор рецептуры был выполнен на марке цемента ПЦТ-G-СС-1, полученные результаты представлены в таблице 2 [1,4,5] Таблица- 2 параметры тампонажного раствора при использовании реагента крепь-4.

Увеличение дозировки реагента Крепь-3 положительно влияет на значение водоотделения, однако, при этом уменьшается время потери текучести раствора, что является не допустимым по ГОСТ 1581-96.

Результаты использования бентонита марки ПБМБ (производства ООО «ХакБент») с использованием цемента ПЦТ-G- СС-1. представлены в таблице 3.

Для снижения водоотделения в цементное тесто было добавлено 2% бентонита, при этом значение водоотделения составило 1,7 мл. При увеличении концентрации ПБМБ до 3%, получили параметр водоотделения до 0,7мл. значение времени загустевания и прочности при этом составили 120 минут и 7.2мПа соответственно.

Следует отметить, что вязкость приготовленного раствора была минимальной, это в свою очередь влияет на способность продавки тампонажного раствора по заколонному пространству.

Таблица 2

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустеван ия, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заключение
0.25	5,9	*	*	Не годен, большое в/о
0.5	4,6	*	*	Не годен, большое в/о
0.75	3,3	*	*	Не годен, большое в/о
1	2,2	95	*	Не годен, большое в/о, время загустевания находится на границе допустимого значения по ГОСТ 1581-96
1.25	1,5	82	*	Не годен, маленькое вр.загустевания
1,5	0	70	*	Не годен, маленькое вр.загустевания

При исследовании цементного теста с добавлением сайпана, были сделаны анализы с процентным содержанием равным 0,1%, 0,3%, 0,6% и 1,5%. Результаты измерения водоотделения первых трех анализов показали, не удовлетворительные значения 5 мл, 4,9 мл, 2,5мл.

Таблица 3

**Параметры тампонажного раствора при использовании реагента
ПБМБ**

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустевания, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заключение
0,5	5,1	*	*	Не годен, большое в/о
1	3,2	*	*	Не годен, большое в/о
2	1,7	*	*	Не годен, мало текуч
3	0,7	120	7,2	Не текуч, не годен

Результат водоотделения при добавлении сайпана 1,5% составил 0,8мл. При измерении прочности цементного камня и варьировании дозировки химической добавки, было обнаружено, что увеличение концентрации сайпана снижает прочность цементного камня. Результаты испытаний приведены в таблице 4.

Таблица 4

**Параметры тампонажного раствора при использовании реагента
сайпан**

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустевания, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заключение
0,1	5	*	*	Не годен, большое в/о
0,3	4,9	*	*	Не годен, большое в/о
0,6	2,5	*	5,47	Не годен, большое в/о
1,5	0,8	*	0,15	Не годен, маленькое значение прочности на изгиб

Можно предположить, что при введении гидролизованного полиакриламида в цементную смесь полимер образует пространственную фазовую сетку, что приводит к формированию в смеси коагуляционной структуры, обеспечивающей тиксотропные свойства смеси. В то же время, в связи с тем, что формирование

структуры происходит за счет слабых физических сил, она легко разрушается при воздействии механических нагрузок.

Таблица 5

Параметры тампонажного раствора при использовании реагента гидроксиэтилцеллюлоза

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустевания, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заключение
0,3	0	*	*	Использование не целесообразно в связи с хорошими результатами меньшей дозировки
0,2	0	*	*	
0,1	0	*	*	
0,05	0,5	165	6,73	Годен
0,01	4	*	*	Не годен

Дальнейшее исследование, направленные на снижение показателя водоотделения, были проведены с использованием реагента гидроксиэтилцеллюлоза от 0,1 до 0,3%. Были проведены опыты с добавлением 0,1%, 0,2% и 0,3%. Во всех случаях водоотделение составило 0 мл. При уменьшении содержания гидроксиэтилцеллюлозы до значений от 0,01% до 0,05% водоотделение тампонажного раствора составило при 0,01% – 4 мл и 0,05% – 0,5 мл соответственно. Получив положительные результаты водоотделения, было измерено время загустевания, которое составило 165 минут при прочности цементного камня на изгиб равное 6,73 мПа раствора с дозировкой гидроксиэтилцеллюлозы 0,05%. Результаты испытаний приведены в таблице 5

Получив положительные результаты на цементе марки ПЦТ-G-СС-1 с использованием гидроэтилцеллюлозы, были выполнены аналогичные эксперименты на цементе марки ПЦТ-I-100. Результаты экспериментов представлены в таблицах 6-9.

Таблица 6
Результаты эксперимента с использованием реагента Крепъ-4

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустевания, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заключение
0.25	4,4	*	*	Не годен, большое в/о
0.5	3,4	*	*	Не годен, большое в/о
0.75	2,7	*	*	Не годен, большое в/о
1	2,3	*	*	Не годен, большое в/о, мало текуч
1.25	0,7	*	*	Не годен, не текуч
1,5	0	*	*	Не годен, не текуч

Небольшие дозировки реагента Крепъ-3 не значительно влияют на параметра водоотделения. При увеличении процентного содержания добавки раствор становится не текучем.

Таблица 7
Результаты эксперимента с использованием реагента ПБМБ

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустевания, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заклучение
0.5	4,5	*	*	Не годен, большое в/о
1	2,5	*	*	Не годен, большое в/о
2	1,5	*	8,2	Не годен, мало текуч
3	1,2	*	7,8	Не годен, не текуч

Таблица 8
Результаты эксперимента с использованием реагента сайпан

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустевания, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заклучение
0,1	4,6	*	*	Не годен, большое в/о
0,3	3,9	*	*	Не годен, большое в/о
0,6	2,3	*	4,6	Не годен, большое в/о
1,5	0,6	*	0,52	Не годен, маленькое значение прочности на изгиб

Видно, что увеличении дозировки реагента ПБМБ не значительно влияет на уменьшение водоотделения, При этом подвижность тампонажного раствора падает, что делает раствор не пригодным для закачки в скважину.

Сайпан является хорошим стабилизатором дисперсных систем, поэтому снижает фильтрацию. Но увеличение содержания реагента значительно уменьшает прочность цементного камня

Таблица 9

**Результаты эксперимента с использованием реагента
гидроксиэтилцеллюлоза**

Дозировка, %	Водоотделение, мл	Вр.загустевания, мин.	Прочность на изгиб, мПа	Заключение
0,3	0	*	*	Не годен, не текуч
0,2	0	*	*	Не годен, не текуч
0,1	0,8	138	6,44	Годен
0,05	2,3	*	5,91	Не годен, большое в/о
0,01	4,2	*	*	Не годен, большое в/о

При добавлении в цементную смесь ГЭЦ стабилизирует дисперсную систему, что приводит к уменьшению выделения несвязной воды из цементного раствора в процессе седиментации, при этом незначительно влияет на остальные параметры.

Выполненные эксперименты по исследованию параметра водоотделения цементов марки ПЦТ-I-100 и ПЦТ-G-СС-1. при использовании полимерных добавок показали, что наиболее оптимальным реагентом может выступать гидроксиэтилцеллюлоза, так как использование данного реагента обеспечивает наиболее низкие значения параметра водоотделения. При сравнении цементов ПЦТ-I-100 и ПЦТ-G-СС-1 использование гидроксиэтилцеллюлозы показало, что

наиболее лучше результаты получаются при использовании марки ПЦТ-G-СС-1 с концентрацией гидроксипропилцеллюлозы 0.1%.

Литература

1. Смолич А.К., Бурлов В.В.. Химическая стойкость материалов в средах нефтехимии и нефтепереработки. Том 1-2: 390 с. 2012
2. ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные технические условия.
3. ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные методы испытаний.
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы; Недра, 1987. - 280с.
5. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси; Недра, 1987. - 242с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПОД НАПРАВЛЕНИЯ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В.Бузанов

Научный руководитель доцент К.И.Борисов
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

В последние годы в отечественной промышленности значительное развитие получил нефтегазовый сектор Восточной Сибири, т.к. на ее территории сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья. Так извлекаемые запасы нефти на Верхнечонском месторождении оцениваются в 196 млн. тонн, а суммарные запасы нефти на Толоканском и Юрубчено-Тохомском месторождениях составляют более 170 млн. тонн [1]. Однако, все резервы углеводородов, сосредоточенные в Восточной Сибири, сопряжены с тяжелыми условиями бурения, в связи со сложным геологическим строением недр региона.

Опыт ведения буровых работ показал, что процесс углубки нефтяных скважин на Дулисьминском месторождении Иркутской области ведется при системном наличии несовместимых условий

бурения, которые являются следствием распространения экзогенной трещиноватости на глубинах до 300 метров в интервале Литвенцевской и Верхоленской свит. В геологическом отношении свиты имеют очень сложное строение, обусловленное, в частности, переслаиванием контрастных по проницаемости пород. Вследствие этого процесс бурения в породах верхнего интервала скважин ведется при катастрофических поглощениях бурового раствора, что неизбежно влечет за собой колоссальные дополнительные экономические затраты.

Так, например, на скважине №1106 катастрофическое поглощение бурового раствора началось на глубине 50 метров. Борьба с таким типом поглощения, и на такой глубине, облегчением бурового раствора технически не представилось возможным. Закачивание кольматационного материала в трещиноватые пласты также не принесли требуемого эффекта. Как результат, срок сооружения секции направления глубиной 200 метров на скважинах Дулисьминского месторождения составляет до 20 дней.

Анализ специальной технико-геологической информации, проведенный нами показал [2], что технико-технологически рациональным решением проблемы сооружения направлений на Дулисьминском месторождении, с большой долей вероятности, можно считать внедрение ударно-вращательного бурения указанных интервалов с использованием газообразного рабочего агента на базе мобильных буровых установок фирмы Sramm.

Вследствие того, что предлагается последовательное использование мобильной буровой установки, а затем стандартного стационарного комплекта бурового оборудования, этот способ получил «неформальное» определение: «опережающее бурение».

Как и любое технико-технологическое решение, внедрение продувки газообразным рабочим агентом требует детального анализа и глубокого исследования. Немаловажной составляющей камеральных работ в этой области является оценка результатов и анализ уже имеющегося опыта ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля в качестве очистного агента.

В частности, очень важен имеющийся опыт и результаты ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля на Нарыкско-Осташкинской площади Кемеровской области [2]. Бурение на данной площади велось для добычи газа из угольных пластов. Опережающий способ бурения с мобильной установкой применялся на интервале 0-150 м.

Данный интервал полностью охвачен триасовой системой, породы которой представлены песчаниками с присутствием трещин, алевролитами мелкозернистыми, вторично сцементированным, трещины выполнены кальцитом со множеством зеркал скольжения и плоскостей претираания, аргиллитами туфогенными, тёмно-бурого до красного цвета, трещиноватыми, с неровным изломом, раковистыми, по изломам прослеживаются вкрапленники буро-красного цвета, с зеркалами скольжения, интервалом долеритов темно-серого цвета, до черного, мелкозернистый, плотный массивный, очень крепкий с редкими трещинами отдельности. По трещинам развиты плёнки окислов железа.

Исходя из характеристики литологического разреза Нарыкско-Осташкинской, породы триасовой системы можно классифицировать как устойчивые, поскольку для данного интервала не характерны осыпи и обвалы [2], а пропласток долеритов классифицируется IX категорией по буримости. При бурении таких пород не требуется создавать противодействие на стенки скважины для предотвращения осыпей и

обвалов. Тем не менее, данный интервал характеризуется прогнозируемыми поглощениями бурового раствора различной степени [3].

Основываясь на выявленных фактах (отсутствие осыпей и обвалов стенок скважины, прогнозирование поглощений бурового раствора, наличие твердых и трещиноватых пород в разрезе) , можно с уверенностью утверждать, что применение ударно-вращательного способа бурения скважины и воздушного аэрозоля в качестве рабочего агента на Нарыкско-Осташкинской площади обосновано с точки зрения соблюдения безаварийной технологии строительства скважины.

Касаясь технической стороны бурения с использованием воздушного аэрозоля, необходимо отметить следующие нюансы бурения интервалов под кондуктор на Нарыкско-Осташкинской площади.

В компоновку бурильной колонны через каждые 150 м были включены обратные клапаны для предотвращения выброса воздуха со шламом при развинчивании труб и во избежание зашламования долота.

Согласно производственным данным, генерация воздуха и его последующая закачка в скважину производилась с помощью следующих компрессоров:

- палубного компрессора Ingersoll Rand с подачей 35,4 м³/мин и рабочим давлением 2,4 МПа;
- компрессора XRVS606 с производительностью 36 м³/мин и рабочим давлением 2,5 МПа;
- компрессора XRVS336 с производительностью 19,8 м³/мин и рабочим давлением 2,5 МПа;

Эмпирически было установлено, что при бурении для качественной очистки ствола скважины скорость восходящего потока водо-воздушной смеси должна составлять 15 - 30 м/с . Исходя

из этого рассчитывался расход воздуха, подаваемый компрессорами. Максимальная суммарная подача 3-х компрессоров равна $91 \text{ м}^3/\text{мин}$. При данной подаче скорость восходящего потока с учетом возможного интенсивного водопритока (до $100 \text{ м}^3/\text{сут}$) равна 19 м/с ; при минимальном водопритоке скорость возрастет до 23 м/с .

Также, полевыми исследованиями установлено, что при вращательном способе бурения с продувкой аэрозолем учитываются три вида потерь давления [2]:

- на столб жидкости – $1,0 \text{ МПа}$,
- на долото – $0,4 \text{ МПа}$,
- в кольцевом пространстве и подводящих линиях – $0,4 \text{ МПа}$.

Итоговые суммарные потери давления при бурении с продувкой воздухом под кондуктор составляют $1,8 \text{ МПа}$.

В конечном счете, время бурения интервалов под кондуктор на скважинах № 13, № 15, № 17, № 19, № 25, № 27, № 29 составило, в среднем, 27 часов, т.е. чуть более суток. Бурение проходило в отсутствии каких-либо других нарушений технологического процесса.

Полученный результат свидетельствует об эффективности разрушения трещиноватых горных пород, включая породы с высокой категорий по буримости, ударно-вращательным способом с продувкой газообразным агентом. Фактические данные косвенно могут указывать на перспективность использования технологии и на Дулисьминском нефтяном месторождении.

Переходя к проблеме сооружения направлений на Дулисьминском месторождении, необходимо отметить, что на сегодняшний день имеются проблемы с наличием фактических геолого-геофизических данных буримого разреза скважин. Так, например, отсутствуют по разным причинам материалы геофизических исследований интервала

Верхоленской и Литвенцевской свит, что затрудняет однозначное выявление причин катастрофических поглощений в интервале 0 – 300 м.

Тем не менее, можно предположить, что анализ состава пород рассматриваемых свит, генезиса, условий залегания позволит выявить перспективы внедрения опережающего бурения интервалов под направления с продувкой газообразным рабочим реагентом.

Тектоническое строение Дулисьминского месторождения довольно сложно, так как в ходе общего развития геологических структур Восточной Сибири оно оказалось охвачено разнообразными тектоническими процессами.

Верхоленская свита выходит на поверхность на крыльях валов и по долинам рек, и согласно залегает на сульфат-карбонатных породах нижнего-среднего кембрия.

По составу – это монотонная толща, состоящая из алевролитов, мергелей, аргиллитов и песчаников, среди которых имеют место прослой афанитовых известняков и слюдистых алевролитов. Для нижней части свиты характерно присутствие прослоев гипса. В верхней части свиты встречаются прослой известковистых пород. Толщина свиты меняется от 138 до 429 м. [3]

Некоторые исследователи указывают на наличие доверхоленской коры выветривания в верхних частях карбонатного кембрия на юге, обосновывая тем самым длительный перерыв в осадконакоплении. Относится к верхнему кембрию, является аналогом эвенкийской свиты. [3]

Разрез карбонатно-соленосного комплекса завершает нижне-среднекембрийская литвинцевская свита мощностью 110–290 м. В составе этой свиты преобладают известняково-доломитовые осадки с редкими прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов. К центру

геологической платформы они замещаются сульфатно-карбонатными отложениями, а далее к северу появляются соли. Наиболее насыщена сульфатами и солями средняя часть свиты, где мощность пластов соли достигает 30 м. [3]

Сокращение ее мощностей на некоторых участках обусловлено предверхоленским размывом. На востоке и севере в ее составе преобладают доломиты, иногда с известняками, прослоями песчаников и аргиллитов.

Генезис формирования общей тектонической структуры, вероятнее всего, носит многообразный характер, включая колебания блоков фундамента по глубинным разломам, соляную тектонику, конседиментационное складкообразование. Избирательная реакция разнородной осадочной толщи обусловила достаточно сложнодислоцированное строение проектируемой к изучению площади, благоприятное для формирования и локализации водопроявлений и месторождений подземных вод.

Приуроченные к Верхоленской и Литвенцевской свитам разрывные тектонические нарушения относятся к сбросам и взбросо-сдвигам северо-восточного плана протяженностью от 10 до 50 км и амплитудой до 200 м. Явно не зафиксированные оперяющие, или сопровождающие крупные разрывы зоны тектонической трещиноватости более высоких порядков, могут быть встречены при проходке скважин и являются осложняющим фактором бурения [4].

Приведенные данные анализа тектонической обстановки региона, литологической характеристики пород, слагающих разрез скважины, состава пород, процесса формирования геологической площади, а также схожесть геологических условий Дулисьминского НГКМ и Нарыкско-Осташкинской площади на предмет наличия трещиноватости, изломов,

окремнелости в породах и успешность опыта применения бурения с продувкой воздушным аэрозолем на Нарыкско-Осташкинской площади нельзя не отнести в пользу решения проблемы сооружения направлений на Дулисьминском НГКМ внедрением опережающего ударно-вращательного бурения с применением продувки газообразным рабочим агентом.

Литература

1. Авраменко М. Нефть Восточной Сибири: труднодоступна, но необходима // *Континент Сибирь*. – Новосибирск 2010. – Апрель №12. – С. 6-7.
2. Программа на бурение скважины №19 на Нарыкско-Осташкинской площади // Кемерово 2011. – 12-16 с.
3. Геология СССР. Том XVIII. Иркутская область / П.Я. Антропов. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1962. – 162 с.
4. Бурение скважин с использованием газообразных агентов / А.С. Бронзов. – М.: Недра, 1989. – 288 с.
5. Бурение скважин с очисткой забоя азрированными жидкостями / Э.Х. Мехтиев. – М.: Недра, 1980. – 74 с.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ДЛЯ ОТБОРА ПРОБ ДРЕВНЕГО АНТАРКТИЧЕСКОГО ЛЬДА

Н.И. Васильев, А.В. Подоляк, А.Н. Дмитриев

Научный руководитель старший научный сотрудник Н.И. Васильев
*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Бурение глубоких скважин во льдах, являющееся одним из основных способов получения материалов для проведения всесторонних гляциологических, биологических, палеоклиматических и ряда других исследований ведется специально разработанным для этих целей оборудованием. Физико-механические свойства льда и применение гибкой буровой колонны, как правило, это грузонесущий кабель, определяют отличия технологии бурения скважин во льду от традиционной технологии бурения скважин с использованием колонны бурильных труб. Российские ученые имеют обширный опыт в области

бурения скважин во льду. В ледниковом покрове Антарктиды (станция Восток, обсерватория Мирный, гляциологический профиль Мирный–Восток 1), а также в леднике архипелага Северная Земля пробурено, в общей сложности, более 18 тысяч метров с полным отбором ледяного керна.

В процессе работ было отмечено, что практически все скважины отклоняются от вертикали, то есть происходит естественное искривление скважин без видимых причин. Ярким примером этого может служить скважина 4Г на станции Восток, при бурении которой в 1989 году на глубине 700 м угол отклонения от вертикали достиг 17 градусов [4]. Подобное естественное отклонение характерно для многих скважин. В то же время российские ученые столкнулись с проблемой забуривания боковых стволов из вертикальных скважин для обхода аварийных участков скважин, где были заклинены буровые снаряды.

Бурение дополнительных стволов на нужных глубинах позволяет получать дополнительный керновый материал для различных исследований без значительных затрат. Так, в самой глубокой скважине 5Г на станции Восток на интервале 3600 – 3620 м было обнаружено большое количество включений, которые попали туда с берега подледникового озера Восток при движении ледника. Бурение бокового ствола 5Г-2, которое выполнялось для обхода участка скважины, где произошла авария и был оставлен буровой снаряд, было начато на такой глубине, чтобы получить полный керн с включениями, начиная с глубины 3600 м.

Одной из приоритетных на ближайшие десятилетия задачей антарктических исследований является получение ледяного керна, который бы позволил реконструировать изменения климата и концентрации парниковых газов за последние 1,5 млн. лет. Решение этой

задачи связано с развитием способов и средств бурения дополнительных стволов глубоких скважин с целью получения параллельных (дублирующих) кернов льда на заданных глубинах и, главным образом, в придонных слоях ледниковых покровов, характеризующихся большим возрастом льда и максимальным утоньшением годовых слоев в ледяных кернах.

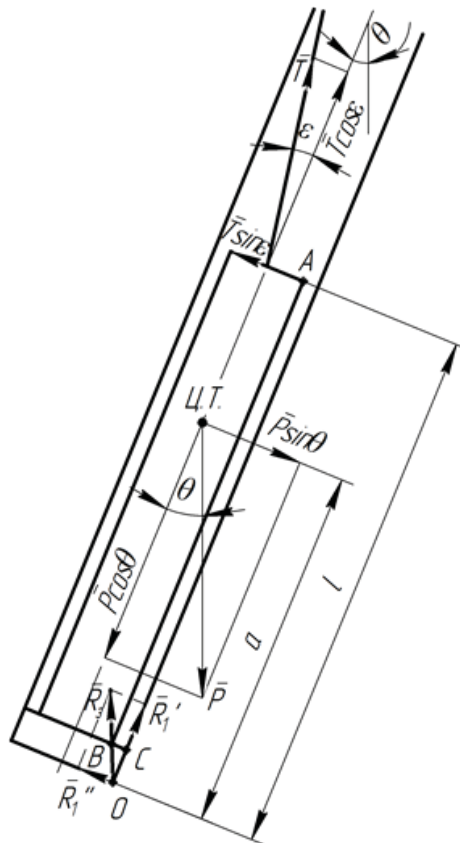


Рис. 1 – Схема сил, действующих на снаряд в наклонной скважине, в момент потери устойчивости системы:

P – вес снаряда, приложенный в центре тяжести, Н; T – натяжение грузонесущего кабеля, Н; l – длина бурового снаряда, м; θ – зенитный угол скважины, град; ϵ – угол между осью скважины и кабелем, град.; Ц.Т. – центр тяжести; R_1' – реакция забоя, Н; R_1'' – реакция стенки скважины, Н; R_3 – суммарная реакция, Н; a – расстояние от нижнего торца коронки до центра тяжести; $A, B, и C$ – характерные точки снаряда для теоретических исследований; O – центр вращения бурового снаряда.

Анализ литературных источников показал, что практически отсутствуют сведения об изучении процесса естественного отклонения скважин во льду. Имеются лишь отдельные публикации на эту тему [7,8], в то время как процесс искривления скважин при бурении горных пород хорошо изучен как теоретически, так и практически.

Для установления закономерностей поведения бурового снаряда в скважине рассмотрим общий случай (рисунок 1). Ось снаряда будет совмещена с осью скважины, если равнодействующая всех внешних сил, действующих на него, не выходит за площадь опоры. При решении поставленной задачи будем считать грузонесущий кабель абсолютно упругой и невесомой нитью. Такое допущение позволит упростить выводы и, как будет показано ниже, не исказит картины происходящих процессов. Кроме того считаем диаметр скважины равным диаметру коронки.

Условием равновесия при совпадении осей снаряда и скважины на рисунке 1 будет равенство моментов всех внешних сил относительно точки O .

$$M_0 = 0;$$

$$\Sigma M_0 = P \cdot r_k \cdot \cos \theta - P \cdot a \cdot \sin \theta - T \cdot r_k \cdot \cos \varepsilon + T \cdot l \cdot \sin \varepsilon = 0,$$

где r_k - радиус коронки, м.

Точка A всегда будет касаться нижней стенки скважины, если $M_0 \leq 0$, тогда справедливо соотношение:

$$P \cdot r_k \cdot \cos \varepsilon + T \cdot l \cdot \sin \varepsilon \leq P \cdot a \cdot \sin \varepsilon + T \cdot r_k \cdot \cos \varepsilon$$

или

$$P(r_k \cdot \cos \theta - a \sin \theta) \leq T(r_k \cdot \cos \varepsilon - l \cdot \sin \varepsilon), \quad (1)$$

Введём соотношение

$$k = \frac{R'}{P \cdot \cos \theta} = \frac{P \cdot \cos \theta - T \cdot \cos \theta}{P \cdot \cos \theta} = 1 - \frac{T \cdot \cos \varepsilon}{P \cdot \cos \theta}, \quad (2)$$

где R' – нагрузка на забой, H ;

k – коэффициент нагрузки на забой;

Из (1) получаем:

$$T = (1 - k)P \frac{\cos \theta}{\cos \varepsilon}, \quad (3)$$

Из (1) видно, что при $k = 0$ нагрузка на забой $R' = 0$, а при $k = 1$ нагрузка на забой максимальна $R' = P \cdot \cos \theta$. Таким образом $0 \leq k \leq 1$.

Подставив соотношение (3) в (2) получим:

$$P(r_k \cdot \cos \theta - a \cdot \sin \theta) \leq (1 - k) \cdot P \frac{\cos \theta}{\cos \varepsilon} \cdot (r_k \cdot \cos \varepsilon - l \cdot \sin \varepsilon),$$

откуда

$$r_k - a \cdot \operatorname{tg} \varepsilon \leq (1 - k) \cdot (r_k - l \cdot \operatorname{tg} \varepsilon)$$

или

$$\operatorname{tg} \theta \geq \frac{l \cdot \operatorname{tg} \varepsilon + k \cdot r_k - k \cdot l \cdot \operatorname{tg} \varepsilon}{a}. \quad (4)$$

Полученное соотношение является условием того, что снаряд, находясь в наклонной скважине, касается её нижней стенки своей верхней точкой A .

График изменения критического зенитного угла θ_k , при котором точка A касается нижней стенки, от величины интенсивности искривления (рисунок 2) построен для реального случая бурения скважины термобуровым снарядом ТБЗС-152-2М. При этом приняты следующие значения величин входящих в неравенство (4) $l = 8 \text{ м}$; $a = 5 \text{ м}$; $r_k = 0,076 \text{ м}$; $0 \leq k \leq 1$.

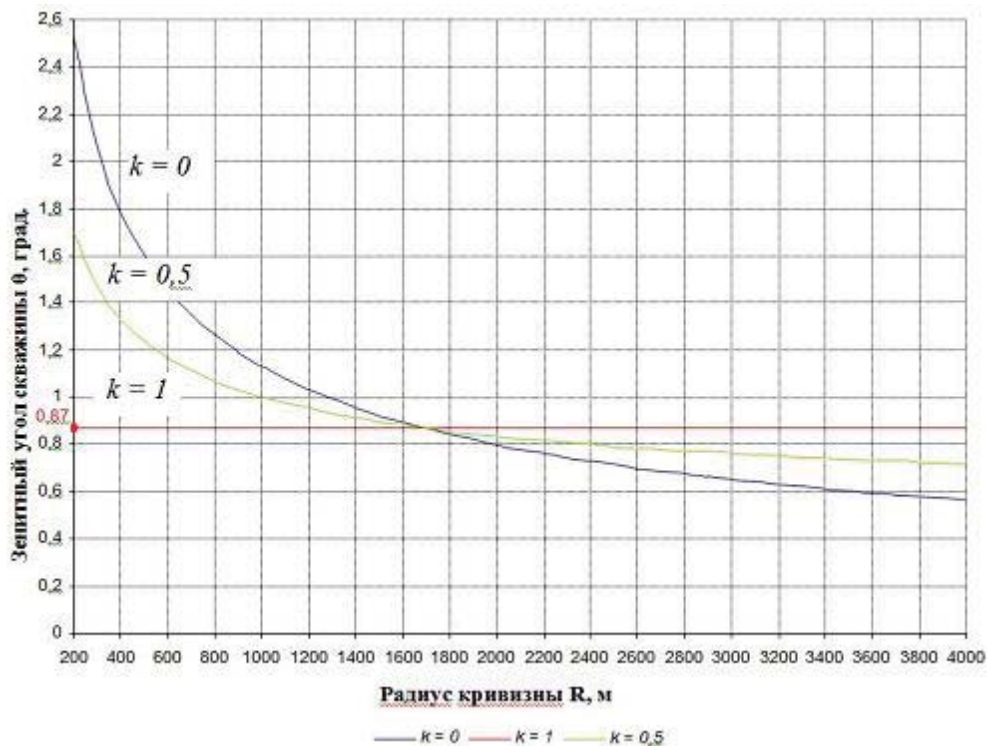


Рис. 2 – График изменения зенитного угла

Как видно из рисунка 2, критический зенитный угол зависит как от радиуса кривизны скважины, так и от величины нагрузки на забой.

В реальных условиях абсолютно вертикальных скважин не существует, можно ожидать, что верхняя часть снаряда всегда будет лежать на нижней стенке скважины в процессе бурения при зенитном угле скважины, превышающем $1,2^\circ$.

Процесс формирования траектории скважины можно проиллюстрировать схемой перемещения характерных точек бурового снаряда – (\cdot) A , B и C (рисунок 3,а) или прямоугольного треугольника ABC , используя широко известный в механике принцип возможных перемещений.

В качестве основного критерия подобия при построении модели движения снаряда примем $tg\alpha$, характеризующий соотношение основных геометрических параметров бурового снаряда: величину

превышения радиуса коронки над радиусом самого снаряда в верхней его точке опоры и длину снаряда.

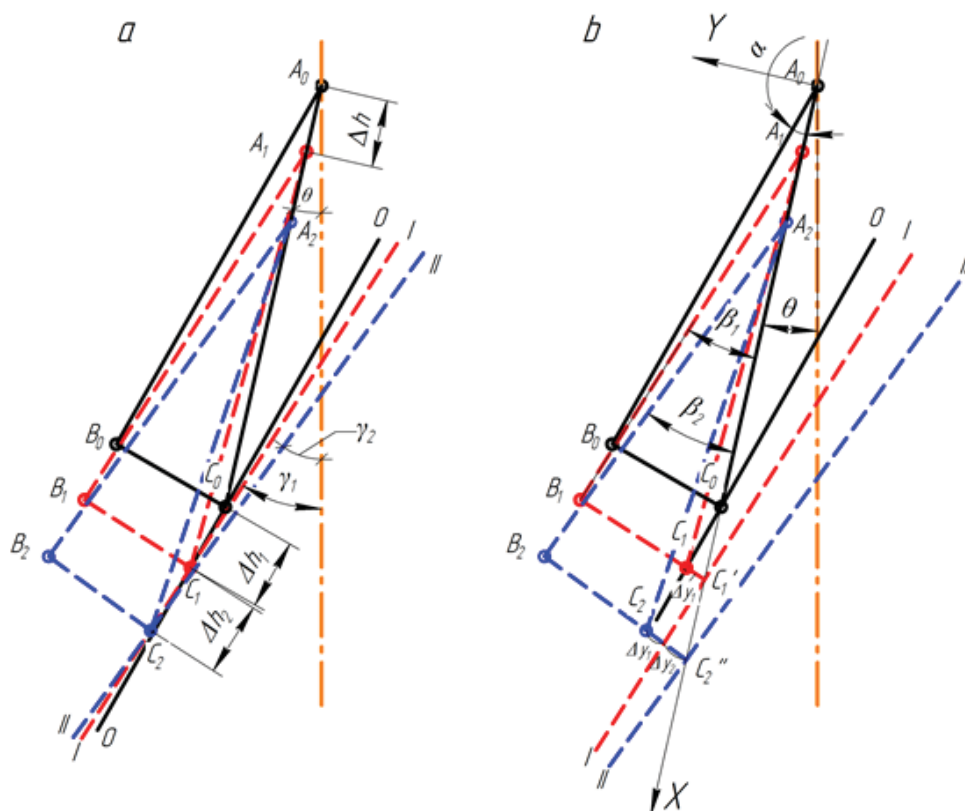


Рис. 3 – Расчётная схема для аналитического метода

В процессе бурения (\cdot) A скользит по стенке скважины, составляющей с вертикалью угол θ . Пусть точка A опустится на величину Δh , а точке C задается возможное перемещение по линии $O-O$, параллельной оси снаряда или стороне треугольника AB на величину Δh_1 . Таким образом, ΔABC займёт новое положение $\Delta A_1 B_1 C_1$. Следующий шаг приведёт к тому, что точка C переместится по линии $I-I$, которая имеет угол с вертикалью $\gamma_1 = \theta + \beta_1$, на величину Δh_2 и треугольник займёт положение $\Delta A_2 B_2 C_2$. Очевидно, что зенитный угол будет постепенно нарастать.

Для упрощения вывода формул, определяющих координаты характерных точек, разделим траекторию движения снаряда на участки, равные длине снаряда: $1L, 2L, 3L, \dots mL$.

Таким образом, можно выразить формулу нахождения угла β

$$\beta_n = \arctg \left[\frac{y_0 + \sum_{i=1}^n (tg\beta_{i-1} \Delta h_i) - \Delta y_{n-n_1}}{L} \right]$$

где n_1 – количество шагов при прохождении точкой A прямолинейного участка AC ; Δy_{n-n_1} – перемещение точки A по оси X при угле, соответствующем данному положению снаряда, после прохождения ею участка длиной AC (n_1 перемещений).

Формула для определения координаты точки B по оси Y при прохождении точкой A интервала AC

$$y_{B_n}^{1L} = L \cdot \sin \left[\arctg \left(\frac{y_0 + \sum_{i=1}^n (tg\beta_{i-1} \Delta h_i)}{L} \right) \right]$$

При движении точки A по криволинейному участку траектории

$$y_{B_n}^{mL} = L \cdot \sin \left[\arctg \left(\frac{y_0 + \sum_{i=1}^n (tg\beta_{i-1} \Delta h_i) - \Delta y_{n-n_1}}{L} \right) \right]$$

На основе полученных формул, было проведено построение профиля траектории движения снаряда (рисунок 4) с геометрическими параметрами, соответствующими модели экспериментального бурового

снаряда ($L_{сн} = 200$ мм; $D_{\partial} = 30$ мм; $D_{сн} = 16$ мм; $\alpha = 2,005^\circ$), с шагом 10^{-5} м.

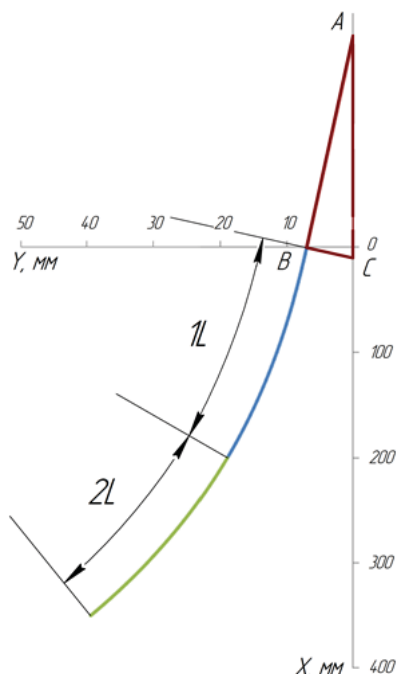


Рис. 4 – Траектория движения (\cdot) В снаряда

На рисунке 4 участок $1L$ – это траектория движения точки B при перемещении точки A по прямой. После прохождения расстояния, которое соответствует длине катета AC (и участку перемещения $1L$), точка A принимает траекторию движения точки C (траектория $2L$ на рисунке 4).

В качестве альтернативы аналитическому методу решения задачи, и с целью оценки погрешностей, вызванных принятыми допущениями, рассмотрим графоаналитический метод, являющийся более простым и наглядным.

Суть графоаналитического метода заключается в построении траекторий движения характерных точек снаряда, т.е. ΔABC , при различных его геометрических параметрах и шаге Δh перемещения (\cdot) A (рисунок 5).

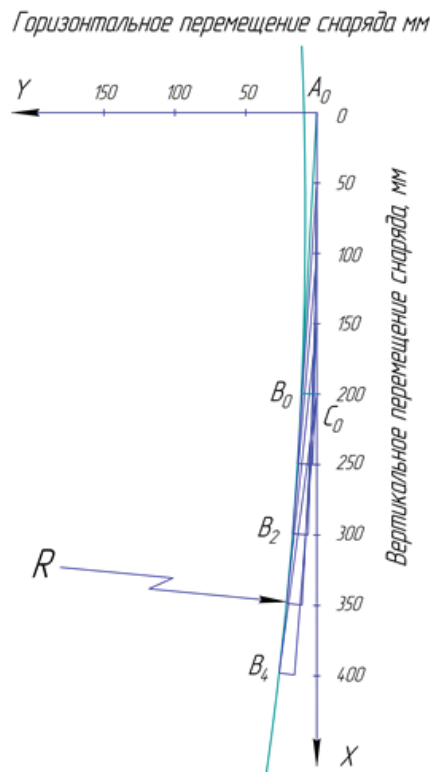


Рис. 5 – Построение перемещения снаряда

Для построений траектории движения бурового снаряда при различных значениях параметра $tg\alpha$ длина гипотенузы AC была принята равной 200 м, а для изменения параметра $tg\alpha$ менялось значение катета BC . Обработка полученных результатов позволяет выявить зависимость радиуса кривизны дуги описываемой окружности от параметра $tg\alpha$.

Расхождение результатов, полученных по двум методам (аналитическому и графоаналитическому) составляет менее 0,05%. Это можно объяснить тем, что построение профиля на рисунке 5 велось с шагом 10^{-5} м. Уменьшение шага построения на основе аналитического метода приведёт к уменьшению расхождений в результатах.

Для всех исследуемых интервалов формулы движения снаряда с длиной, соответствующей снаряду ТБЗС, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Формулы расчёта радиусов кривизны для снаряда ТБЗС-152М

Интервал	Формула
1L	$R=2,7 \cdot 10^4 - 3,87 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$
2L	$R=2,3 \cdot 10^4 - 3,25 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$
3L	$R=2,26 \cdot 10^4 - 3,2 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$
4L-6L	$R=2,27 \cdot 10^4 - 3,23 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$

При бурении электромеханическим снарядом КЭМС-132 при диаметре коронки 135 мм, верхней точкой опоры снаряда является распорное устройство, которое центрирует снаряд в стволе скважины. Если в месте распорного устройства создать перекося снаряда, то искривление ствола скважины будет происходить по формулам, представленным в таблице 2. Расстояние от распорного устройства до коронки снаряда КЭМС составляет 10 м.

Таблица 2

Формулы расчёта радиусов кривизны для снаряда КЭМС-132

Интервал	Формула
1L	$R=3,38 \cdot 10^4 - 4,83 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$
2L	$R=2,86 \cdot 10^4 - 4 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$
3L	$R=2,83 \cdot 10^4 - 4 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$
4L-6L	$R=2,84 \cdot 10^4 - 4 \cdot 10^7 \cdot \operatorname{tg} \alpha$

Для проведения экспериментальных исследований разработан экспериментальный стенд, позволяющий моделировать процесс отклонения скважины в ледниковом массиве при бурении плавлением снарядом на грузонесущем кабеле. Все эксперименты по изучению изменения траектории снаряда на грузонесущем кабеле во льду проводились в лаборатории станции Восток.

Экспериментальный стенд, схема которого показана на рисунке 6, включает в себя модель термобурового снаряда 1, направляющую трубу (модель скважины) 2, стойку 3, блок льда 4 и блок питания 5. Модель

скважины крепится к стойке 3 и является направляющей для снаряда от момента забуривания до полного погружения снаряда в лёд. Модель скважины может поворачиваться относительно точки O , что позволяет менять начальный зенитный угол скважины.

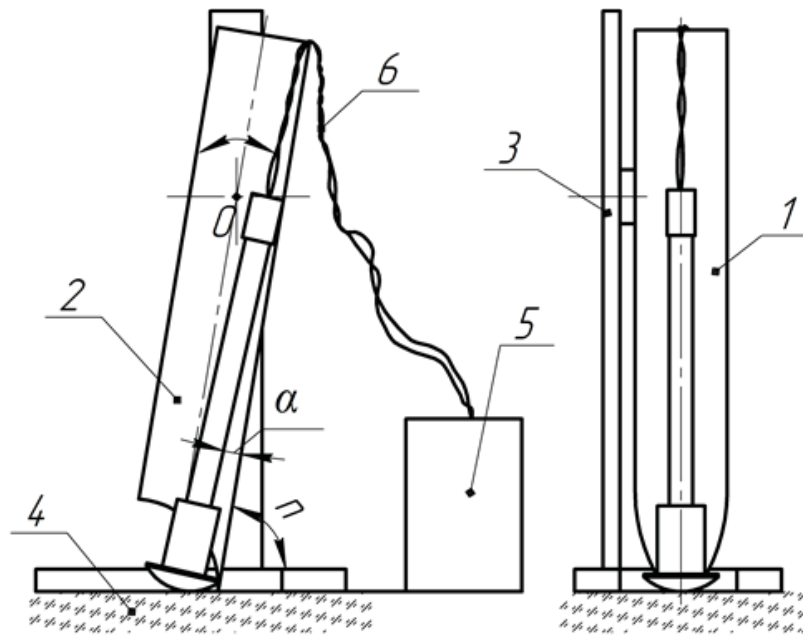


Рис. 6 – Схема стенда для изучения процесса изменения траектории движения снаряда

Большое влияние на интенсивность искривления оси скважины оказывает наличие растаявшей в ней воды. В результате этого диаметр скважины над термодолотом уменьшается, что приводит к уменьшению интенсивности искривления траектории скважины. Поэтому образующаяся вода постоянно удаляется из скважины в процессе проведения эксперимента при помощи шприца и гибкой трубки.

Сравнение теоретических и экспериментальных данных показывает хорошую сходимость. Расхождение значений не превышает 12%.

Анализ теоретических данных позволяет сделать вывод, что кривизна скважины изменяется только при движении снаряда в интервале, равном двум его длинам, после чего траектория скважины практически становится окружностью, радиус которой зависит только от параметра tga .

Переходя к практическим результатам бурения скважин во льдах, особое внимание стоит уделить скважине 5Г, ствол которой достиг поверхности озера и в которой неоднократно производилось забуривание дополнительного ствола (рисунок 7), [1].

Бурение скважины 5Г на станции Восток было начато в 1990 году тепловым способом, [2]. И уже в 1991 г. во время подъема снаряда из скважины, он оказался прихваченным на отметке 2259 м. Грузонесущий кабель был выдернут из кабельного замка снаряда. Аварийная ситуация была вызвана неполной компенсацией горного давления ледяной толщи гидростатическим.

Участок скважины над аварийным снарядом был забутован искусственным подкрашенным керном диаметром 93-95 мм и длиной 1,0-1,1 м до глубины 2232 м. Всего в скважину было опущено около 35 м такого керна.

Отклонение ствола скважины проводилось снарядом ТБЗС-132 с двухметровой колонковой трубой при общей длине снаряда 6 м. После проходки 14 м в интервале скважины 2232-2246 м был получен керн полного диаметра. Новый ствол получил название 5Г-1. Зенитный угол ствола 5Г-1 после отклонения составил 8°. Бурение ствола 5Г-1 до глубины 2755,3 м проводилось без особых осложнений.

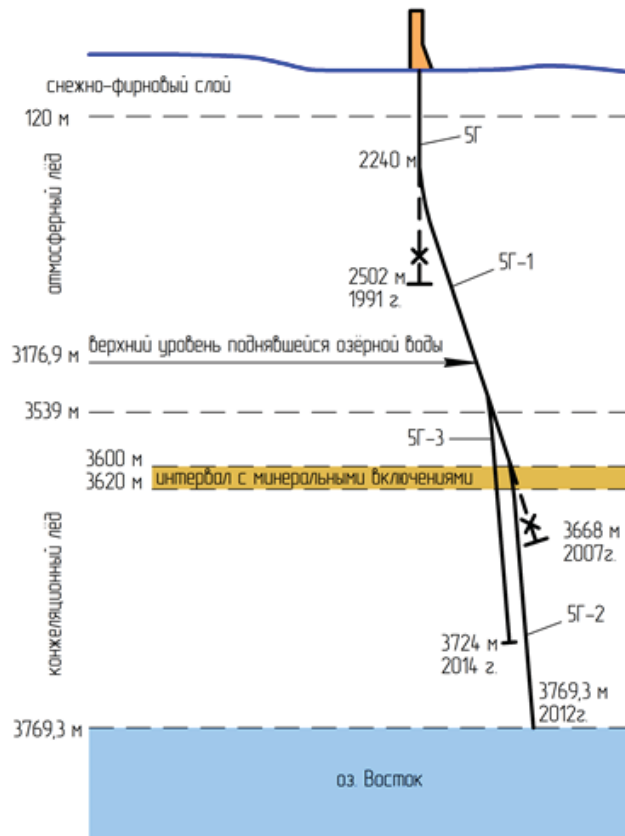


Рис. 7 – Схема многоствольной скважины 5Г

Дальнейшее бурение ствола 5Г-1 проводилось электромеханическим снарядом КЭМС-135. Перед переходом на механический способ бурения в скважине была установлена обсадная колонна для перекрытия проницаемой фирновой зоны до глубины 120 м. На глубине 3666 м в скважине снова произошла авария, в результате чего снаряд был заклинен, [5,6].

Из-за понижения плотности и уровня заливочной жидкости в скважине началось интенсивное сужение ее ствола над снарядом, о чем свидетельствовали данные кавернометрии.

Многочисленные попытки поднять буровой снаряд путем расширения суженного участка ствола скважины и доставкой к

заклиненному буровому снаряду этиленгликоля закончились обрывом грузонесущего кабеля и потерей бурового снаряда на глубине 3640 м.

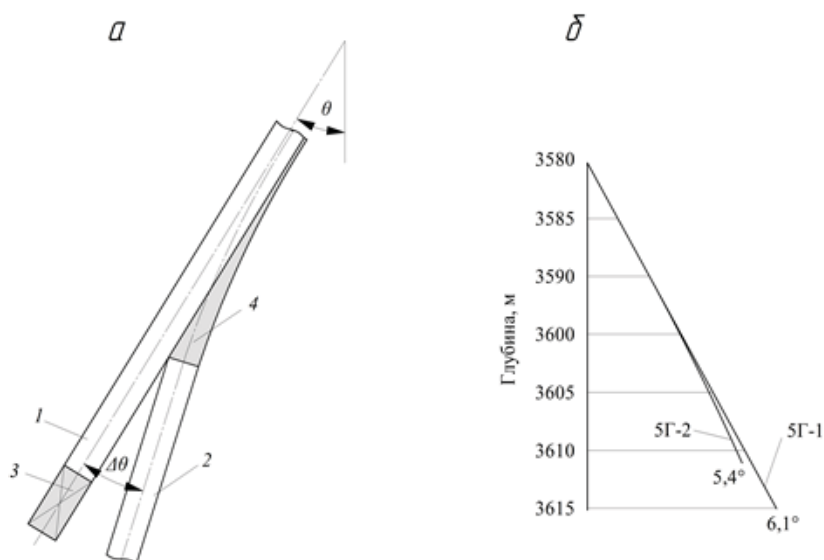


Рис. 8 – Схема забуривания ствола скважины 5Г-2:
1 - старый ствол 5Г-1; 2 - новый ствол 5Г-2;
3 - аварийный снаряд; 4 - участок отклонения

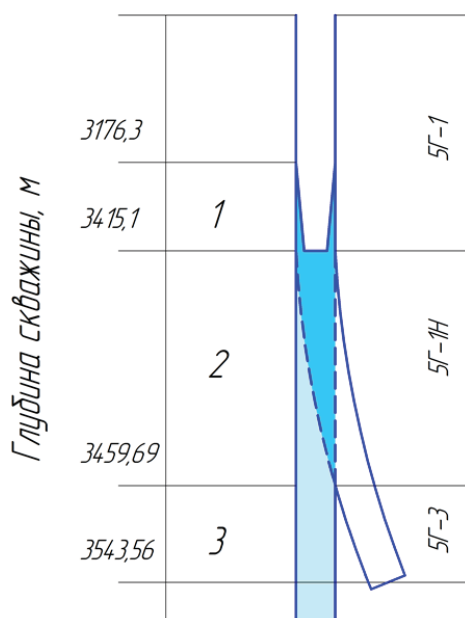


Рис. 9 – Схема образования ствола скважины 5Г-3:
1 – расширение ствола 5Г-1; 2 – бурение ствола 5Г-1Н с отклонением от оси старого ствола; 3 – бурение ствола 5Г-3

Учитывая большой интерес исследователей к керновому материалу на глубине 3600-3620 м, что вызвано наличием во льду на этих глубинах большого количества минеральных включений, было решено начать отклонение на глубине 3580 м для получения на глубине 3600 м полного керна, [3].

Отклонение выполнялось с использованием технологии без забутовывания аварийного ствола в заранее выбранном направлении при строгом контроле угла отклонения. На данном интервале ствол скважины 5Г-1 имел зенитный угол приблизительно равный 6° при постоянном азимуте. В процессе отклонения происходило формирование серповидного керна, что позволяло обеспечить дополнительный контроль процесса отклонения и оценку состояния стенок старого ствола скважины по величине керна.

В результате вскрытия озера Восток в сезоне 57 РАЭ на глубине 3769,3 м, вода сначала поднялась в стволе скважины до глубины 3176,9 м, а затем опустилась до глубины 3417 м. Произошло сужение стенок скважины за счет намерзания на них опускавшейся воды.

В результате бурения ствола 5Г-1Н удалось поднять на поверхность 44,59 м сплошного керна, содержащего замерзшую воду озера Восток (на рисунке 9 интервал 3415,1-3459,69 м).

Керн, полученный в результате бурения ствола скважины 5Г-1Н, имел серповидные включения льда на одной его стороне, что указывало на наличие отклонения нового ствола 5Г-1Н от оси ствола 5Г-1. Отклонение могло произойти ещё в процессе расширения ствола скважины 5Г-1 до постановки на забой снаряда и получения сплошного керна за счет возможного фрезерования стенок резцами коронки. Такой вывод был сделан по результатам получения первого сплошного керна с

серповидным слоем на одной его стороне в самом начале, начиная с глубины 3424,0 м.

На рисунке 10 представлено поперечное сечение с серповидной частью в верхней его части, что указывает на расхождение старого ствола 5Г-1 и нового 5Г-1Н. Этой серповидной частью является атмосферный лёд, который по структуре, составу и физико-механическим свойствам отличается от замерзшей воды озера Восток. Таким образом, в результате проведения работ, произошло забурирование нового ствола 5Г-3.

В процессе сезонных работ 59 РАЭ инклинометрия проводилась два раза: 08.12.2013 г. перед началом буровых работ и после окончания бурения 03.02.2014 г. Полученные данные приведены на рисунке 11. При сравнении полученных диаграмм с данными инклинометрии, выполненной 26.01.2009 года, видно, что углы наклона скважин совпадают до глубины 3200 м. Как видно, тенденция к уменьшению угла наклона стволов скважины 5Г-2 и 5Г-3 одинаковая, что связано с применением коронки одной конструкции.

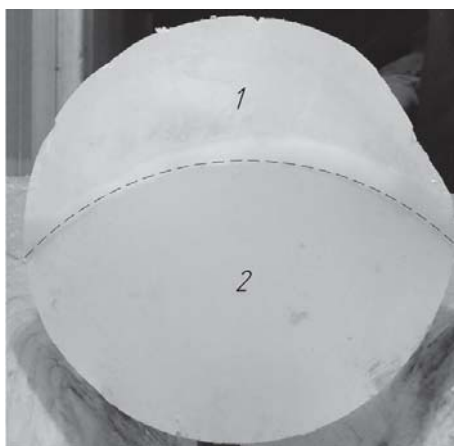


Рис. 10 – Керн, полученный во время забурирования ствола 5Г-3 и содержащий серповидную часть атмосферного льда: 1 – атмосферный лёд; 2 – замерзшая вода озера Восток

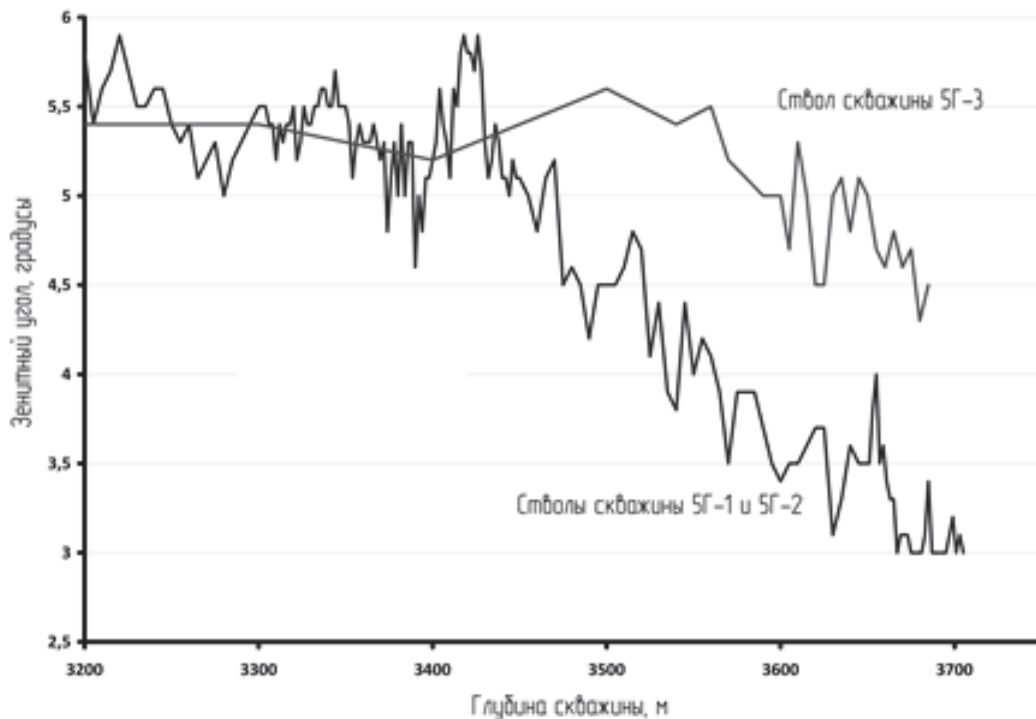


Рис. 11 – Диаграммы инклинометрии стволов скважины 5Г-1, 5Г-2 и 5Г-3

Заклучение

Результаты аналитических и экспериментальных исследований процесса формирования траектории скважины при бурении льда снарядами на грузонесущем кабеле показывают, что при постоянном контакте коронки с забоем буровой снаряд стремится отклониться от вертикали и кривизна скважины изменяется только при движении снаряда в интервале, равном двум его длинам, после чего траектория скважины практически становится окружностью, радиус которой зависит только от геометрических характеристик бурового снаряда и диаметра скважины.

Созданные технология и комплекс технических средств бурения боковых стволов снарядами на грузонесущем кабеле позволяют осуществлять с высокой надежностью проходку сверхглубоких

многоствольных скважин с целью получения дополнительного кернового материала для всесторонних исследований, а также эффективно выполнять бурение боковых стволов при обходе аварийных участков скважины.

Повторное бурение после замерзания воды, поднявшейся в скважину, в ходе которого был образован боковой ствол 5Г-3 с целью получения кернов замерзшей озерной воды и дополнительных проб в интервале глубин 3540-3620 м, подтвердило эффективность разработанных технических средств и технологических решений. Скважина 5Г в настоящее время является самой глубокой в мире, на 300 метров превышая достигнутые зарубежными специалистами глубины.

Литература

1. Васильев Н.И., Липенков В.Я., Дмитриев А.Н., Подоляк А.В., Зубков В.М. Результаты и особенности бурения скважины 5Г и первого вскрытия озера Восток / «Лёд и Снег» •№ 4 (120), 2012 • С.12–20
2. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. Л.: Недра, 1991. 295 с.
3. Липенков В.Я., Полякова Е.В., Дюваль П., Преображенская А.В. Особенности строения антарктического ледникового покрова в районе станции Восток по результатам петроструктурных исследований ледяного керна // Проблемы Арктики и Антарктики. 2007. Вып. 76. С. 68–77.
4. Vasiliev, N.I., Talalay, P.G., Bobin, N.E., Chistyakov, V.K., Zubkov, V.M., Krasilev, A.V., Dmitriev, A.N., Yankilevich, S.V., Lipenkov, V.Y. (2007) Deep drilling at Vostok station, Antarctica: history and recent events // Annals of Glaciology. 2007. Vol. 47. P. 10–23.
5. Kotlyakov V. M., Lipenkov V. Ya., and Vasilev N. I. Deep Drilling in Central Antarctica and Penetration into Subglacial Lake Vostok / ISSN 1019_3316, Herald of the Russian Academy of Sciences, 2013, Vol. 83, No. 4, pp. 311–323.
6. Kudryashov B.B., Vasiliev N.I., Vostretsov R.N., Dmitriev A.N., Zubkov V.M., Krasilev A.V., Talalay P.G., Barkov N.I., Lipenkov V.Ya., Petit J.R. Deep ice coring at Vostok Station (East Antarctica) by an electromechanical drill // Mem. Natl Inst. Polar Res.: Spec. Issue. 2002. 56. P. 91–102.
7. Zagorodnov, V.S., Kelley, J.J., and Koci, B.K. (1994) Directional drilling. Mem. Natl Inst. Polar Res., Spec. Issue, 49, 165–171.
8. Zagorodnov, V.S., Thompson, L.G., Mosley-Thompson, E, and Kelley, J.J. (2002) Ice drilling complications. Mem. Natl Inst. Polar Res., Spec. Issue, 56, 196–205.

**ПРИРОДА РАЗЛИЧНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ ВРЕМЕННОЙ
ЗАВИСИМОСТИ ПРОЧНОСТИ НЕОРГАНИЧЕСКИХ
ДИЭЛЕКТРИКОВ**

В.Д. Евсеев

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Вопрос о природе временной зависимости прочности неорганических диэлектриков $\sigma = \sigma(t)$, где t – время действия нагрузки, занимает умы исследователей на протяжении практически всего двадцатого и части двадцать первого веков. Но ответ на него не дан и к настоящему времени. Отсутствие ответа на этот вопрос почти сто лет считается недостатком теории А.А.Гриффита. Все исследователи связывали появление зависимости $\sigma = \sigma(t)$ с зависимостью величин, входящих в известную формулу, предложенную А.А. Гриффитом для оценки σ диэлектрика, от времени t . Таких величин в формуле А.А. Гриффита две: удельная свободная поверхностная энергия γ_0 и длина начального дефекта (трещины) l . По нашему мнению, представление временной зависимости прочности в виде $\sigma = \sigma(t)$, как следствие наличия зависимостей $\gamma_0 = \gamma_0(t)$, $l = l(t)$, не соответствует физике разрушения неорганических диэлектриков. Это и не позволило вскрыть природу временной зависимости прочности неорганических диэлектриков.

Между тем, ответ на поставленный вопрос может быть получен из энергетической теории прочности А. А. Гриффита, если принять во внимание физическое явление, известное в науке уже более 60 лет как «электризация при разрушении».

При разработке электрической теории адгезии экспериментально было установлено, что образование свежей поверхности при росте трещины нормального отрыва не только адгезионного, но и когезионного происхождения в неорганическом диэлектрике,

сопровождается появлением на противоположных поверхностях трещины разноименных свободных электрических зарядов плотностью q [1]. Электрические заряды вызывают эмиссию электронов высоких энергий при сколе диэлектриков в вакууме [2], генерирование электромагнитных сигналов при разрушении диэлектриков [3]. Эти электрофизические процессы, сопровождающие разрушение диэлектриков, активно исследовались. Но совершенно не обращалось внимание на то, что электрические заряды создают дополнительное силовое взаимодействие между поверхностями трещины, препятствующее ее росту.

Появление электрических зарядов на образующихся при разрушении диэлектриков свежих поверхностях ведет к возникновению механических потерь энергии электростатической природы γ_1 , зависящих от q [4,5], которые определяют эффективную энергию разрушения $\gamma_{eff} = \gamma_0 + \gamma_1$, прочность σ диэлектрика при данной длине l находящейся в нем трещины:

$$\sigma = \sqrt{\frac{2E\gamma_{eff}}{\pi l}}. \quad (1)$$

Появление свободных электрических зарядов на свежей диэлектрической поверхности совпадает во времени и с началом их релаксации. Это позволяет представить временную зависимость прочности в виде $\sigma = \sigma(t, T)$, где T – время релаксации электрических зарядов, характеризующее физическое состояние разрушаемого диэлектрика. Численное значение T даже у одного диэлектрика может изменяться на порядки в зависимости от загрязненности диэлектрика электролитическими соединениями.

Уравнение, описывающее снижение плотности электрических зарядов на свежей поверхности диэлектрика, полученной при испытании

в вакууме, и при отсутствии на поверхности диэлектрика адсорбционного водного слоя, представим в виде

$$q = q_0 \exp\left(-\frac{t}{T}\right), \quad (2)$$

где q_0 – начальная плотность зарядов, t – время, прошедшее после образования свежей поверхности, $T = \varepsilon_s \varepsilon_0 / \chi_s$, – время релаксации электрических зарядов в диэлектрике, ε_0 – электрическая постоянная, ε_s , χ_s – относительная диэлектрическая проницаемость и удельная электропроводность диэлектрика, соответственно.

Аналогичное уравнение будет характеризовать и изменение интенсивности J эмиссии электронов высокой энергии с ювенильной поверхности, полученной при сколе диэлектрика в вакууме:

$$J = J_0 \exp\left(-\frac{t}{T}\right), \quad (3)$$

где J_0 – начальная интенсивность эмиссии электронов, вызываемая зарядом q_0 . Величины T в формулах (2), (3), будут равны только в том случае, когда образцы диэлектрика подвергаются одинаковой подготовке перед проведением эксперимента.

При разрушении диэлектрика в вакууме реализуется самый простой случай временной зависимости прочности, т.к. в этом случае жидкость не вмешивается в механизм разрушения диэлектрика. Представляя трещину нормального отрыва в виде конденсатора, на противоположных поверхностях которого находятся свободные электрические заряды, текущие через разрушаемый диэлектрик (ток j_2), механические потери энергии электростатической природы представим в виде

$$\gamma_l = q_0^2 \exp\left(-2\frac{t}{T}\right) h / 4\varepsilon_0, \quad (4)$$

где h – расстояние между сторонами трещины, t - время действия разрушающего усилия.

Из уравнений (1-4) следует, что уменьшение величин q , J , γ_1 , σ обеспечивается увеличением симплекса t/T , т.е. величины q , J , γ_1 , σ снижаются не только при увеличении t , но и при уменьшении T . Под понятием «временная зависимость прочности» будем понимать зависимость прочности от симплекса t/T : $\sigma = \sigma(t/T)$. Выводы отсюда можно сделать следующие:

1) уменьшение T диэлектрика ускоряет снижение плотности электрических зарядов на свежей поверхности, сокращает длительность эмиссии и снижает параметры эмиссии электронов высокой энергии, генерируемой поверхностью диэлектрика (энергия и интенсивность эмиссии электронов), способствует снижению прочности диэлектрика;

2) величины q , J , σ будут изменяться симбатно при одинаковой подготовке образцов к исследованию и одинаковых условиях проведения эксперимента;

3) при экспериментальном определении величин q , J , и σ необходимо контролировать T диэлектриков;

4) для снижения прочности диэлектрика необходимо использовать такие физические воздействия на диэлектрик, которые обеспечивают снижение времени релаксации электрических зарядов, появляющихся на свежих поверхностях растущих трещин;

5) с ростом прочности диэлектриков (при данном значении l) будет увеличиваться энергия электронов и интенсивность эмиссии электронов высокой энергии, эмитируемых с поверхности, полученной при разрушении диэлектриков в вакууме.

Величина симплекса t/T меняется в большом диапазоне из-за зависимости T диэлектрика от его чистоты. При химической чистоте

электропроводность диэлектрика достигает минимальных величин $\chi_s = 10^{-17} - 10^{-20}$ S/m, а T , соответственно, - максимальных значений $T_{\max} = 10^6 - 10^9$ s. При технической чистоте диэлектрика его электропроводность с ростом содержания электролитических загрязнений возрастает до $10^{-15} - 10^{-12}$ S/m и более и обеспечивает снижение T диэлектрика на несколько порядков по сравнению с величиной T_{\max} . Такое непостоянство T диэлектриков обеспечит различную величину q , J , σ при одинаковом времени действия механического усилия (времени, прошедшего после скалывания диэлектрика). В этой связи уместно сказать о том, что попытка зафиксировать эмиссию электронов высокой энергии со свежей поверхности кристаллов NaCl увенчалась успехом только тогда, когда образцы диэлектриков, хранившиеся во влажном воздухе, перед испытанием подверглись термовакуумной тренировке [2], которая обеспечила рост T образцов диэлектрика. Без проведения процедуры обезвоживания образцов эмиссия не была зафиксирована и был сделан ошибочный вывод об отсутствии этого явления при разрушении кристалла NaCl [6].

При $t/T \ll 1$ неравновесная компонента эффективной энергии разрушения увеличит σ диэлектрика до максимального значения (при данном размере l), соответствующего величине q_0 на свежей поверхности. Прочность диэлектрика химической чистоты при испытании в вакууме будет не только максимальной, но и менее всего склонной к уменьшению с течением времени, т.к. обеспечить выполнение условия равновесности разрушения $t \gg T_{\max}$ в этом случае практически невозможно. Разрушение химически чистого диэлектрика будет неравновесным при любой скорости роста трещины.

При разрушении в вакууме неорганического диэлектрика, находящегося в состоянии технической чистоты, условие равновесности

разрушения $t \gg T$ будет выполнено при значительно меньших временах t действия нагрузки на диэлектрик и прочность его быстрее будет снижаться к равновесной величине - пределу статической усталости σ_{eq} .

Для контроля прочности образцов диэлектрика необходимо обращать внимание не только на длину дефекта l , но и на величину T образцов: при различных значениях T прочность образцов диэлектрика в вакууме будет отличаться и тем значительней, чем больше отличие величин T .

Так как T диэлектрика определяется, в основном, величиной и изменением χ_s , то изменение σ диэлектрика следует ожидать от таких воздействий на диэлектрик, которые способны изменить χ_s диэлектрика. К таким воздействиям можно отнести повышение температуры диэлектрика, облучение его различными видами излучений, удаление из диэлектрика электролитических загрязнений (молекул воды, в частности), разрушение диэлектрика в присутствии жидкостей, способных изменить время релаксации зарядов. Выяснение механизма влияния жидкости на изменение σ диэлектрика имеет большой самостоятельный научный и практический интерес, так как жидкость и разрушаемый диэлектрик объединяет такое ключевое научное понятие как «эффект П.А. Ребиндера».

При разрушении неорганического диэлектрика в присутствии жидкости дополнительно к току j_2 возникает релаксационный ток j_1 , текущий через жидкость, проникающую в полость растущей трещины. Ток j_1 ответственен за появление и величину эффекта П.А. Ребиндера: обеспечит снижение прочности диэлектрика, если жидкость уменьшит время релаксации зарядов до величины $\tau < T$, а еще лучше до $\tau \ll T$. Величина эффекта П.А. Ребиндера зависит и от релаксационного тока j_2 :

чем меньшее снижение σ диэлектрика вызовет ток j_2 , тем значительней будет эффект П.А. Ребиндера при разрушении диэлектрика в жидкости, обеспечивающей при проникновении в полость трещины выполнение неравенства $\tau \ll T$. И наоборот, чем большее происходит увеличение электропроводности χ_s диэлектрика при росте содержания в нем электролитических загрязнений, тем меньший будет эффект П.А. Ребиндера при разрушении диэлектрика в присутствии электропроводящей жидкости.

Уменьшение тока j_2 удалением электролитических соединений (молекул воды, в частности) из неорганических диэлектриков, находящихся в состоянии технической чистоты, длительным выдерживанием их вместе с гигроскопическими веществами типа P_2O_5 , H_2SO_4 в эксикаторе, либо высокотемпературным высушиванием образцов в вакууме, вызовет рост T диэлектриков, т.е. вызовет не только увеличение σ диэлектрика, повышение чувствительности σ к действию жидкости (рост эффекта П.А.Ребиндера), возрастание параметров, характеризующих эмиссию электронов высоких энергий со свежей диэлектрической поверхности (величину энергии электронов, плотность потока электронов), но и обеспечит симбатность изменения σ , J_0 при одинаковой подготовке образцов к исследованию.

Подтверждением этого вывода является, например, сравнение потока электронов, эмитируемых с поверхности образцов кварца, хранящихся во влажном воздухе ($1,1 \cdot 10^4$ имп/с·см²), с потоком электронов, эмитируемых с поверхности образцов кварца, прошедших перед испытанием трехчасовое высушивание при температуре 125 °С ($7,2 \cdot 10^4$ имп/с·см²), и с потоком электронов, эмитируемых со свежей поверхности образцов кварца, которые перед сколом выдерживались течение трех часов в вакууме 10^{-5} тор при температуре 300 °С в ($2,3 \cdot 10^5$

имп/с·см²): удаление влаги обеспечило рост потока электронов с поверхности образцов кристаллического кварца на порядок [7]. Величина потока электронов при скалывании образцов кристалла LiF, прошедших предварительно процедуру высушивания при температуре 125 °С в течение трех часов, возрастает в два раза по сравнению с потоком электронов, эмитируемых с поверхности образцов кристалла LiF, хранившихся во влажном воздухе [7]. При сколе же кристалла NaCl эмиссия была зафиксирована только после предварительного удаления влаги из образцов высушиванием кристаллов при температуре 125 °С в течение трех часов [7]. Обнаружение эмиссии электронов высокой энергии с ювенильной поверхности неорганического стекла также произошло только после отжига образцов стекла в вакууме [8]. И, наконец, в [9] показано, что σ образцов кристалла LiF при одноосном сжатии в вакууме и величина начальной интенсивности эмиссии электронов J_0 изменяются симбатно при изменении температуры отжига образцов фтористого лития (в этой работе не объясняется причина симбатности величин σ и J_0 , а только обращается внимание на наличие этой связи).

В соответствии с (1, 2), прочность диэлектрика определяется двумя слагаемыми

$$\sigma^2 = \sigma_{eq}^2 + \sigma_{neq}^2,$$

где σ_{eq} является равновесной величиной. Ее численное значение определяется формулой (1), в которой $\gamma_1 = 0$. Такая формула была предложена А.А. Гриффитом для оценки прочности тела. Второе слагаемое σ_{neq} , появление которого связано с возникновением и релаксацией электрических зарядов на сторонах трещины, является неравновесной величиной. Ее численное значение зависит от q_0 и

значения симплекса t/T . Слагаемое σ_{neq} ответственно за то или иное проявление временной зависимости прочности диэлектрика.

В соответствии с (1, 2), уравнение, характеризующее временную зависимость прочности диэлектрика при испытании в вакууме, примет вид:

$$\frac{\ln \sigma_{neq}}{\ln \sigma_m} + \frac{t}{T \ln \sigma_m} = 1 \quad (3)$$

где σ_m – максимальное значение неравновесной компоненты прочности диэлектрика, зависящее от величины q_0 на свежей поверхности диэлектрика и длины трещины в нем:

$$\sigma_m = (E q_0^2 h / 2 \varepsilon_0 \pi l)^{0,5}.$$

Уравнению (3) в координатах $\ln \sigma_{neq} - t$ соответствует прямая линия, наклоненная к оси времени под углом α . Положение прямой на координатной плоскости зависит от величины углового коэффициента $k = \operatorname{tg} \alpha = -T^{-1}$ и постоянной σ_m .

Временная зависимость прочности химически чистых неорганических диэлектриков при испытании в вакууме не претерпит существенных изменений, когда разрушение их будет происходить в присутствии жидких диэлектриков – неполярных насыщенных углеводородов, также находящихся в состоянии химической чистоты, т.к. в этом случае их удельная электропроводность достигает минимальных значений $10^{-18} - 10^{-17}$ S/m [10], обеспечивающих величину времени релаксации τ вполне сопоставимую с T_{\max} разрушаемого диэлектрика. В таких условиях испытания при любом значении симплекса V/V_1 разрушение диэлектрика является неравновесным и прочность его будет практически неизменной. В этих условиях испытания будет наблюдаться залечивание трещин в диэлектрике при

снятии с него нагрузки. Смыкание сторон трещины будет сопровождаться вытеснением диэлектрической жидкости из полости трещины.

Существенное изменение временной зависимости прочности диэлектрика произойдет при его разрушении в жидкости, способной уменьшить время релаксации электрических зарядов в вершине растущей трещины до величины $\tau \ll T$. Такой электропроводностью обладают не только полярные, но и неполярные жидкости в состоянии технической чистоты. При разрушении образцов диэлектрика химической чистоты в электропроводящей полярной жидкости величина эффекта П.А. Ребиндера будет определяться электропроводностью жидкости: чем больше электропроводность, тем больше эффект П.А. Ребиндера; при сколе такого диэлектрика в вакууме будет наблюдаться эмиссия электронов высокой энергии максимальной интенсивности, энергия электронов достигнет максимального значения, соответствующего величине q_0 . Диэлектрики, находящиеся в состоянии технической чистоты, будут менее склонны к проявлению эффекта П.А.Ребиндера, энергия электронов, интенсивность эмиссии электронов со свежей поверхности такого диэлектрика, полученной сколом в вакууме, будет уступать энергии и интенсивности эмиссии электронов, эмитируемых с ювенильной поверхности химически чистого диэлектрика.

Разупрочняющее действие полярной жидкости на диэлектрик не является постоянным: будет возрастать при введении в нее ионогенных соединений, растворяющихся в данной жидкости. Наибольшие изменения временной зависимости прочности диэлектрика вызовут электролиты, ионогенные поверхностно-активные вещества, обеспечивающие рост электропроводности возникающих растворов.

Дополнительное усиление разупрочняющего действия жидкости на диэлектрик обеспечит и растворение разрушаемого диэлектрика в ней, если в жидкости появляются носители тока – ионы. Чем меньшее время релаксации зарядов создает жидкость в полости растущей трещины, тем быстрее происходит уменьшение неравновесной компоненты прочности, обеспечивающей снижение прочности диэлектрика к равновесному значению σ_{eq} . Диапазон изменения прочности $\sigma_{max} - \sigma_{eq}$ определяет величину снижения прочности при статической усталости (резерв прочности диэлектрика).

Залечивание трещины в диэлектрике и вытеснение полярной жидкости из ее полости после снятия разрушающего усилия с диэлектрика будет исчезать с ростом электропроводности полярной жидкости.

Уникальная растворяющая способность воды (способность воды к конгруэнтному и инконгруэнтному растворению) обеспечивает водным растворам ионогенных соединений наибольшую электропроводность и, тем самым, максимальное разупрочняющее действие на неорганические диэлектрики. Особенности изменения электропроводности возникающих водных растворов с ростом времени t действия нагрузки определяют особенности развития статической усталости. Например, при статической усталости кварцевого стекла разупрочняющее действие дистиллированной воды будет практически неизменным в течение длительного времени действия нагрузки, но разупрочняющее действие дистиллированной воды при статической усталости щелочного стекла будет возрастать во времени за счет обменных реакций стекла с водой. Рост электропроводности возникающих водных растворов в результате появления в растворе ионов щелочных металлов обеспечит ускоренное снижение прочности щелочного стекла во времени. В этом случае с

ростом t будет увеличиваться разница между прочностью образцов щелочного и кварцевого стекол. И наоборот, прочность образцов стекол различного химического состава в начальные моменты времени развития статической усталости в присутствии воды будет отличаться, но с увеличением времени t действия нагрузки прочность образцов стекол различного химического состава будет сближаться, так как при больших t зависимость электропроводности водных растворов продуктов гидролиза от химического состава стекол приобретает лишь косвенный характер. Именно такое развитие статической усталости было экспериментально обнаружено в [11,12], но не объяснено.

Добиться усиления разупрочняющего действия водных растворов ионогенных соединений на прочность неорганического диэлектрика будет невозможно тогда, когда исходная концентрация ионов в растворе столь велика, что не позволяет увеличить электропроводность раствора добавлением в него ионогенных соединений, введение которых диктуется технологическими особенностями процесса. Такой случай реализуется при бурении скважин: механическую скорость бурения невозможно увеличить введением в буровой раствор на водной основе понизителей твердости по той причине, что при большой концентрации ионогенных соединений в растворе достигается стабилизация его электропроводности.

Из (1, 4) следует, что при фиксированном значении l прочность диэлектрика тем больше, чем больше q_0 и T . Зависимость (2) предъявляет серьезные требования к условиям определения q_0 на поверхности диэлектрика: для сравнения величины q_0 на поверхности разных диэлектриков необходимо свести к минимуму влияние тока j_2 на получаемый результат, т.е. необходимо удалить носители тока из

образцов. Проводить измерения q_0 необходимо в вакууме сразу после скола диэлектриков. Это обеспечит воспроизводство результатов.

Измерения величины q_0 на свежей поверхности диэлектриков проводят не в вакууме, а в воздухе при различной относительной влажности. Это обеспечивает дополнительный вклад в непостоянство получаемых результатов: непостоянство T образца диэлектрика, не прошедшего процедуру обезвоживания, с одной стороны, и возникающий на свежей поверхности электропроводящий полимолекулярный слой воды, с другой стороны, приводят к тому, что величина остаточной плотности электрических зарядов q_{res} , измеряемая на свежесформированной поверхности спустя первые десятки секунд после разрушения, может быть существенно меньше плотности зарядов q_0 , появляющихся на свежей поверхности при росте трещины и определяющих сопротивление трещины разрушению.

Эмиссия быстрых электронов происходит не только с поверхности, возникшей при сколе диэлектрика в вакууме, под влиянием остаточных электрических зарядов q_{res} , вызывающих постэмиссию, так и при разрушении диэлектрика в присутствии жидкости при появлении заряда q_0 на свежей поверхности в вершине трещины, куда молекулы жидкости не в состоянии проникнуть. Различие плотности зарядов q_0 и q_{res} определяется величиной T диэлектрика: чем больше T , тем меньше разность $q_0 - q_{res}$, длительней процесс постэмиссии, больше энергия эмитируемых электронов. И наоборот: чем меньше T , тем больше отличие q_{res} от q_0 , короче длительность постэмиссии. Значительное снижение величины T гигроскопического диэлектрика, хранящегося во влажном воздухе, хорошо растворяющегося в воде, обеспечит ускорение снижения плотности электрических зарядов, снижение длительности эмиссии быстрых электронов со свежей поверхности вплоть до ее

полного отсутствия, уменьшение эффекта П.А. Ребиндера. В большей степени сказанное относится к поликристаллическим диэлектрикам, имеющим развитую когезионную поверхность контакта минеральных зерен, по которой молекулы воды проникают в диэлектрик, изменяя его электропроводность.

Если появление электрических зарядов на стенках растущей трещины связано с развитием пластической деформации в диэлектрике [13], то

1) прочность диэлектриков должна быть чувствительной не только к жидкостям различной природы, к температуре, но и к наличию в диэлектрических образцах точечных дефектов, в том числе наведенных радиацией, их плотности, величине их заряда, изменяющим не только электропроводность диэлектрика, но и вызывающим торможение дислокаций,

2) наблюдающиеся значения прочности диэлектриков могут быть обеспечены совместным действием деформационных потерь энергии и потерь энергии электростатической природы. В этом случае представления [14] о влиянии пластической деформации на временную зависимость прочности неорганического стекла, дополненные представлениями о потерях энергии электростатической природы, возникающих вследствие электризации поверхностей растущих трещин в неорганическом диэлектрике, получают новое развитие.

Временная зависимость прочности представляет собой не только зависимость прочности от времени действия нагрузки, но и зависимость σ от величины T диэлектрика.

Приведенное в данной статье объяснение природы временной зависимости прочности до настоящего времени никем из исследователей не предлагалось. Введение в анализ процесса разрушения факта

электризации свежих поверхностей неорганических диэлектриков и время релаксации электрических зарядов позволяет не только объяснить появление временной зависимости прочности при разрушении неорганических диэлектриков, но и дать ответ на многие сложные вопросы эффекта П.А. Ребиндера.

Энергетическая теория прочности А. А. Гриффита изначально была способна дать ответ на вопрос о природе временной зависимости прочности диэлектриков, раскрыть природу различного действия полярных и неполярных жидкостей на прочность неорганических диэлектриков и пр. Для этого нужно было только принять во внимание факт электрического заряжения возникающих при разрушении свежих поверхностей.

Литература

1. Дерягин Б.В., Кротова Н.А., Смилга В.П. Адгезия твердых тел. – М.: Наука, 1973. – 280 с.
2. Chrystalev Ju.A., Krotova N.A. Emission von Elektronen hoher Energie bei der Zerstorungverschiedener fester Korper//Kristall und Technik. – 1978. – В.13, N 9. – S. 1077– 1081.
3. Источники электромагнитной эмиссии в бетонах/Фурса Т.В., Гордеев В.Ф., Ласуков В.В., Малышков Ю.П.//Письма в ЖТФ. – 1994. – Т.20, вып. 21. – С.1-5.
4. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Физика. – 1985. – № 2. – С.29–35.
6. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. – 2011. – N 11. – С. 38–40.
7. Кротова Н.А., Карасев В.В. Исследование электронной эмиссии при раскалывании твердых тел в вакууме // Доклады АН СССР. – 1953. – Т.92, N 3. – С. 607-610.
8. Хрусталеv Ю.А. Исследование эмиссии электронов высоких энергий при нарушении адгезионного контакта и разрушении твердых тел: Дис. ... канд. хим. наук. – М., 1978. – 176 с.
9. Евсеев В.Д., Кузнецов В.А. Особенности температурной зависимости прочности и интенсивности электронной эмиссии при разрушении неорганического стекла. – Томск, 1979. – 20 с. – Деп. в ВИНТИ 25.10.79, N 3361.

10. Кузнецов В.А. Исследования в области механической прививки полимеров на поверхности твердых минеральных тел при их разрушении: Дис. ... канд. хим. наук. – М., 1977. – 112 с.
11. Адамчевский И. Электрическая проводимость жидких диэлектриков / Под ред. Г.С. Кучинского. – Л.: Энергия, 1972. – 295 с.
12. Китайгородский И.И., Копытов Л.Н. Влияние среды на возникновение и развитие поверхностных микрощелей деформируемого стекла // Доклады АН СССР. – 1963. – Т.149, N 3. – С.580–582.
13. Асланова М.С. Современные воззрения на прочность стеклянного волокна. – М.: ВИНТИ. – 1965. – 32 с.
14. Урусовская А.А. Электрические эффекты, связанные с пластической деформацией ионных кристаллов // УФН. – 1968. – Т.96. – С.39–60.
15. Marsh D. Plastic flow and fracture of glass / Proc. Roy. Soc. (London), ser. A. - 1964. – Vol. 282, N 1388. – P. 33-49.

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ СХЕМА ИДЕАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

А.В. Епихин

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Тенденции и проблемы развития строительства скважин

Согласно данным «BP Statistical Review of World Energy 2013» в динамике добычи нефти, газа, угля и других полезных имеет место устойчивый восходящий тренд [1]. Не смотря на интерес мирового сообщества к альтернативным источникам энергии, можно утверждать, что традиционные энергоресурсы будут актуальны и востребованы ближайшие несколько десятилетий. Периодические экономические катаклизмы не оказывают существенного влияния на общемировые тенденции. Например, среднегодовые темпы прироста добычи нефти за период с 1970 по 2012 гг. составили 1,7% [1].

По предположениям Геологической службы США (USGS) можно прогнозировать, что в ближайшее время совокупные объемы добычи традиционных энергоресурсов будут оставаться на высоком уровне [2-3].

В Российской Федерации тенденции в добыче полезных ископаемых аналогичны мировым за исключением периода застоя 90-х годов [1]. Начиная с 2000-х годов, объемы добычи полезных ископаемых неуклонно растут, увеличиваются и объемы бурения. Для отечественного добывающего сектора традиционным является низкий коэффициент извлечения полезных ископаемых, который требует постоянного освоения и ввода в эксплуатацию новых месторождений. Это приводит к стабильному росту фонда скважин.

Согласно статистическим данным (рис. 1), в России после кризиса буровой отрасли в 90-х годах начался планомерный рост объемов эксплуатационного бурения, среднегодовой показатель которого приближается к 20 млн. метров. Не менее активно развиваются горизонтальное и горизонтально-направленное бурение, зарезка боковых стволов и других способов повышения эффективности добычи и восстановления бездействующих скважин [3].

Поисково-разведочное и геологоразведочное бурение пока находится в состоянии затяжного кризиса. Это обосновано тем, что до последнего времени добывающая промышленность пользовалась базисом месторождений, разведанных еще в советское время, когда объемы поисково-разведочного бурения приближались к отметке в 10 млн. м в год [4].

Для современного бурения скважин закономерными являются:

- увеличение объемов бурения скважин с горизонтальными участками ствола [3];
- увеличение средней глубины скважин: за последние 15 лет средняя глубина скважин возросла на 100–500 м в зависимости от области применения [5];
- рост средней протяженности скважин по стволу [5].

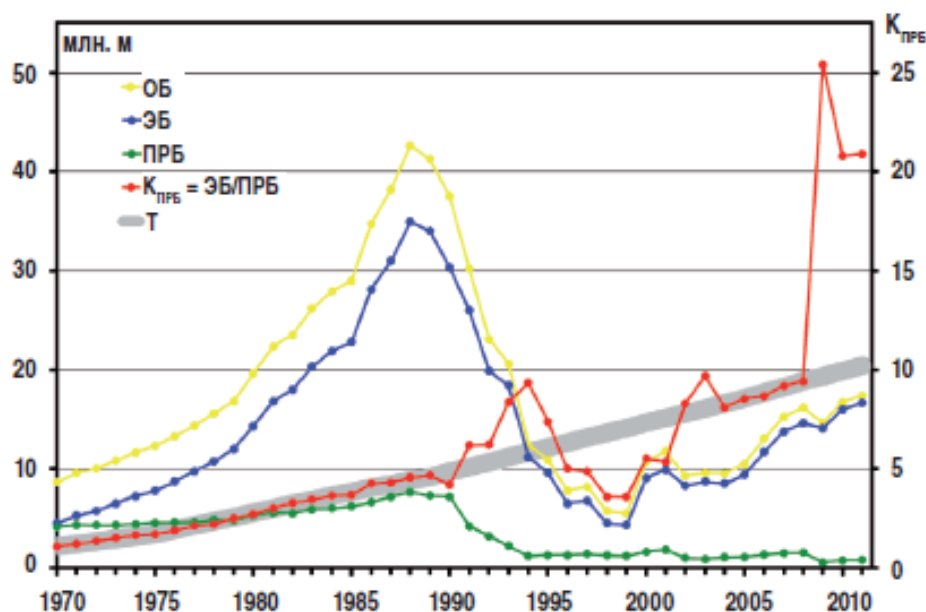


Рис. 1. Характеристика роста объемов бурения в России: ОБ – общий объем бурения; ЭБ – объем эксплуатационного бурения; ПРБ – объем поисково-разведочного бурения; $K_{ПРБ}$ – коэффициент соотношения объемов эксплуатационного и поисково-разведочного бурения; Т – линия тренда [3]

Анализ тенденций развития буровой отрасли по представленным статистическим данным [1-5], позволяет сделать предположение об исключительной важности развития техники и технологии бурения, которые позволят обеспечить качественную проводку спроектированного ствола в кратчайшие сроки. Для решения задачи проводки наклонно-направленной скважины большой протяженности в сложных горно-геологических условиях особенно актуальным становится развитие систем интеллектуального контроля и управления процессом бурения. Большинство подобных систем основано на совместной работе станций контроля управления бурением и забойных телеметрических систем.

Несмотря на серьезные достижения в данной области известных научно-исследовательских и промышленных компаний (Baker Hughes,

Hallyburton, Schlumberger, ООО «Геофит», ООО «Битас» и др.), остается актуальным и востребованным проведение инновационных исследований в области поиска новых забойных источников информации и альтернативных существующим каналам передачи данных на поверхность. Научные достижения в этом направлении повысят конкуренцию на рынке телеметрического сопровождения скважин и позволят достичь нового уровня качества получаемой информации.

Концептуальная схема современной телеметрической системы

Оценка перспектив развития телеметрических систем в бурении логичнее определять не сравнением существующих разработок, а представлением ее в виде концептуальной технической системы. Под термином «технической системы» понимается материальный объект искусственного происхождения, состоящий из элементов, объединенных связями и вступающих в определенные отношения с внешней средой, чтобы осуществить определенный процесс и выполнить рабочие функции [6].

Для удобства представления и описания на первом этапе проектирования разработана графическая интерпретация современной телеметрической системы, которая представлена на рис. 2. Современная телеметрическая система выполняет следующие функции: регистрирует информацию о процессе бурения (геологическую, технологическую, техническую) на забое, а затем ее передает на поверхность. Обычно сюда еще включают обработку и дешифрование на поверхности информации и осуществление обратной связи. В рамках представленной схемы рассматривается исключительно «подземная» часть системы, поскольку она определяет процесс регистрации и передачи информации.

Первой частью системы является физическая среда или процесс, с помощью которого производится регистрация забойных параметров и характеристик. Для регистрации параметров режима бурения в забойных условиях чаще всего используют сигналы различной природы: механическая, акустическая, гидравлическая. Из них только акустическая передает информацию в виде обратной связи с границы раздела «долото – горная порода» (в виде отклика горной породы на внешнее воздействие).

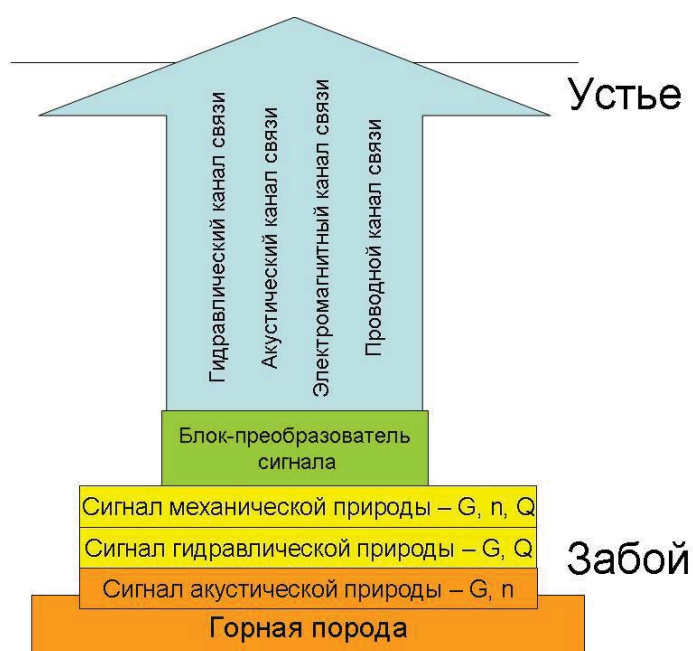


Рис. 2. Концептуальная схема телеметрической системы: G – осевая нагрузка, n – частота вращения инструмента, Q – интенсивности промывки; цветами обозначены переходы связанные со сменой природы сигнала

Второй частью телеметрической системы в виде технической системы является блок преобразования сигнала. Зарегистрированный первичными датчиками сигнал преобразуется в данном блоке в кодовый полезный сигнал, передаваемый по каналу связи «забой-устье» и распознаваемый на поверхности. Состав и особенности эксплуатации преобразующего блока зависят от совокупности факторов: количество и

тип измеряемых параметров, среда, в которой проходит регистрация (акустическая, гидравлическая, механическая), способ передачи информации на поверхность.

Третьей частью технической системы является канал связи «забой-устье». Это самая крупная часть системы, выполняющая одну из ключевых задач, обеспечивая достаточное качество сигнала, получаемого на поверхности. Способы передачи информации на устье можно выбрать через классификационный признак «среда передачи данных»:

- инородное тело, что чаще всего характерно для проводных каналов, основанных на использовании кабеля;
- поток промывочной жидкости;
- колонна бурильных труб;
- горная порода (стенки скважины).

Концептуальная схема «идеальной» телеметрической системы

Задачей исследования является оценка возможных путей развития телеметрии в бурении как технической системы. Выход на новый технический уровень обеспечит совершенствование качества получаемой информации, снижение затрат и частичную автоматизацию процесса бурения. Для решения поставленной задачи предложено использовать подход, основанный на выборе метода устранения технических противоречий. Для этого необходимо сформулировать технические противоречия, определяющие проблему, которая не позволяет развиваться технической системе [7-8].

Анализ схемы, представленной на рис. 2, позволяет выделить следующие противоречия [7-8]:

- разрушается горная порода, но не налажено получение от нее обратной связи (за исключением акустического канала связи);

- необходимо получить сигнал максимального качества, но в составе системы имеются как минимум две переходные ступени, на которых возможно его искажение (переходы «физическая среда – блок преобразования», «блок преобразования – канал связи «забой-устье»).

Для выбора метода устранения данных противоречий сформулировано идеальное техническое решение: информация о параметрах режима бурения должна сама поступать на поверхность. Из методов устранения технических противоречий были выбраны: принцип объединения и принцип универсальности.

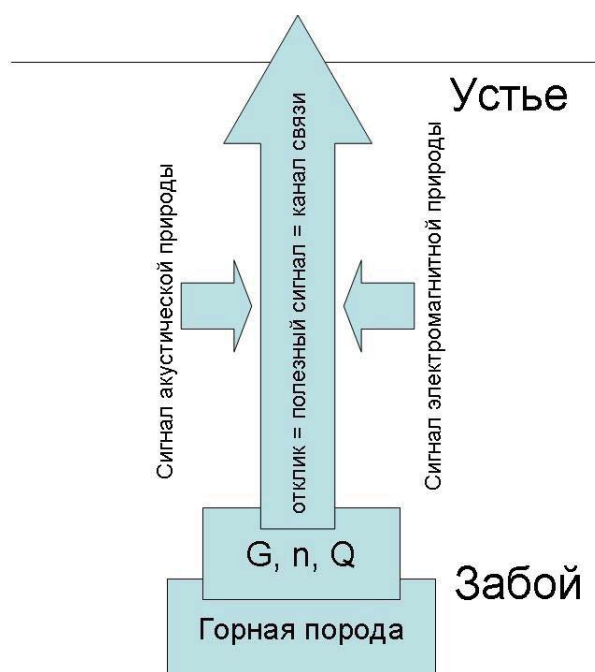


Рис. 3. Концептуальная схема идеальной телеметрической системы:
 G – осевая нагрузка, n – частота вращения инструмента, Q – интенсивность промывки

Таким образом, идеализированная телеметрическая система должна быть представлена концептуально схемой, приведенной на рис.3., согласно которой взаимодействие долота и горной породы является генератором полезного сигнала, а канал передачи «забой-устье» обладает сходной природой. Учитывая, что идеализированная

схема в реальных условиях бурения не исполнима, предполагается возможность установки в составе бурильной колонны одного или нескольких усиливающих блоков, но характер усиления сохраняет природу и тип сигнала.

Согласно представленной на рис. 3 схеме на настоящий момент имеют место два варианта сигналов, которые можно зарегистрировать как отклик горной породы на воздействие долота и затем передать на поверхность: акустический и электромагнитный. На основе анализа научно-технических работ в области функционирования телеметрических систем сделан вывод о возможности применения акустической среды как источника сигнала о процессе бурения, а также как канала передачи «устье-забой» [9-13]. При наличии сигналов электромагнитной природы – в бурении практически подтверждена возможность использования их как информационного канала связи [14-15].

Приведенный выше анализ позволяет сделать следующие выводы:

- увеличение объемов бурения требует вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а, следовательно, применения более совершенных и качественных технологий;
- рост средней глубины скважин, усложнение их трасс, увеличение объемов горизонтального бурения требуют высококачественного телеметрического сопровождения процесса бурения и зачастую выявляют несовершенства функционирования телеметрических систем в осложненных условиях бурения;
- перспективным направлением развития буровой науки является – исследование новых возможностей телеметрического

сопровождения процесса бурения, отвечающих современным требованиям промышленности;

- основной проблемой современных телеметрических систем при регистрации параметров режима бурения является их системная раздробленность (техническая система представлена в виде трех блоков), основанная на том, что полезный сигнал передается к поверхности не в «базовом» виде, а кратно преобразованный;

- будущее телеметрическое сопровождение процесса бурения должно быть за телеметрическими системами, работающими по принципу: «отклик горной породы на разрушение – сигнал акустической/электромагнитной природы = канал связи «забой-устье».

Литература

1. Добыча нефти [Электронный ресурс]// Все о нефти. Информационный сайт. Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/>.
2. Нигматулин Р.И., Нигматулин Б.И. Нефть, газ, энергия, мир, Россия: состояние и перспективы [Электронный ресурс]//ProАтом. Информационный сайт. – 2006. Режим доступа: <http://www.proatom.ru/>.
3. Горизонтальное бурение RPI [Электронный ресурс]//Rogtec. Russianoil&gastechologies. Информационный сайт. – 2014. Режим доступа: <http://www.rogtecmagazine.com>.
4. Богоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // *Бурение и нефть*. – 2013. - №3. – С. 3-7.
5. Коржубаев, А.Г. Технологическое развитие нефтегазового комплекса России: проблемы, условия, перспективы / А.Г.Коржубаев // *Бурение и нефть*. – 2011. – №3. – С. 13-17.
6. Альтшуллер, Г.С. О законах развития технических систем/ Г.С. Альтшуллер. Баку. – 1977. – 15 с.; Альтшуллер, Г.С. Типовые приемы устранения технических противоречий [Электронный ресурс]// Альтшуллер Генрих Саулович. Информационный сайт. – 1973. Режим доступа: <http://www.altshuller.ru/triz/technique1.asp>.
7. Альтшуллер, Г.С. Типовые приемы устранения технических противоречий [Электронный ресурс]// Альтшуллер Генрих Саулович. Информационный сайт. – 1973. Режим доступа: <http://www.altshuller.ru/triz/technique1.asp>.
8. Найти идею: Введение в теорию решения изобретательских задач//Г.С. Альтшуллер.- 3-е изд., доп. - Петрозаводск: Скандинавия. – 2003. - 240 с.
9. Дозоров, Т.А., Кутузов, Б.Н. Исследование спектров колебаний, возникающих в процессе шарошечного бурения/ Т.А. Дроздов, Б.Н. Кутузов//Автоматизация и телемеханизация в нефтяной промышленности. – 1975. – №7. – С.19-23.

10. Шатров, Б.Б., Авдеев, С.А., Андреев, О.С., Рудакова, Н.П., Стрыгин, Д.М. Исследование геологического разреза по акустическим частотным спектрам горных пород в процессе бурения/Б.Б. Шатров, С.А. Авдеев, О.С. Андреев, Н.П. Рудакова, Д.М. Стрыгин//Разработка и совершенствование методов и средств оптимизации алмазного бурения. Л., ВИТР – 1998. – С.72-79.
11. Рукавицын, В.Н., Кузнецов, О.Л., Васильев, Ю.С. Геоакустический метод исследования скважин в процессе бурения/В.Н. Рукавицын, О.Л. Кузнецов, Ю.С. Васильев//Труды ВНИИЯГГ. – Вып. 21. – 1975. С.82-97.
12. Первые результаты определения координат забоя скважин геоакустическим методом// В.Н. Рукавицын, О.Л. Кузнецов, Я.А. Гельфатат и др. – Известия вузов. Сер. Геология и разведка. – 1975. – №6. – С.129-134.
13. Кузнецов, О.Л., Мигунов, Н.И. К определению местоположения забоя скважины по данным наземных геоакустических наблюдений./О.Л. Кузнецов, Н.И. Мигунов// В кн.: Геоакустические исследования в скважинах. М., ОНТИ ВНИИЯГГ. –1974.
14. Кривошеев, В.В., Нейштетер, И.А., Ларин, А.А. Исследование процесса разрушения анизотропных пород при алмазном бурении с использованием метода регистрации электромагнитной эмиссии / В.В.Кривошеев, И.А.Нейштетер, А.А.Ларин //Т.304. – Вып.1. – 2001. – 2001. – С.289-306.
15. Петухов М.В. Импульсные токи с забоя скважины – источник информации о разрушаемых горных породах / М.В.Петухов // Проблемы геологии и освоения недр: труды X Межд. симпоз. им. акад. М.А.Усова студент. и молод. учёных, Томск, 2007, т.2.- С.137-142.

ТЕХНОЛОГИЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ В УСЛОВИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАЙЛИСУ IV-ВОСТОЧНЫЙ ИЗБАСКЕНТ

Н.А. Калдыбаев, Н.А. Талиев

*Ошский технологический университет, АО «Кыргызнефтегаз», г.
Ош, Кыргызстан*

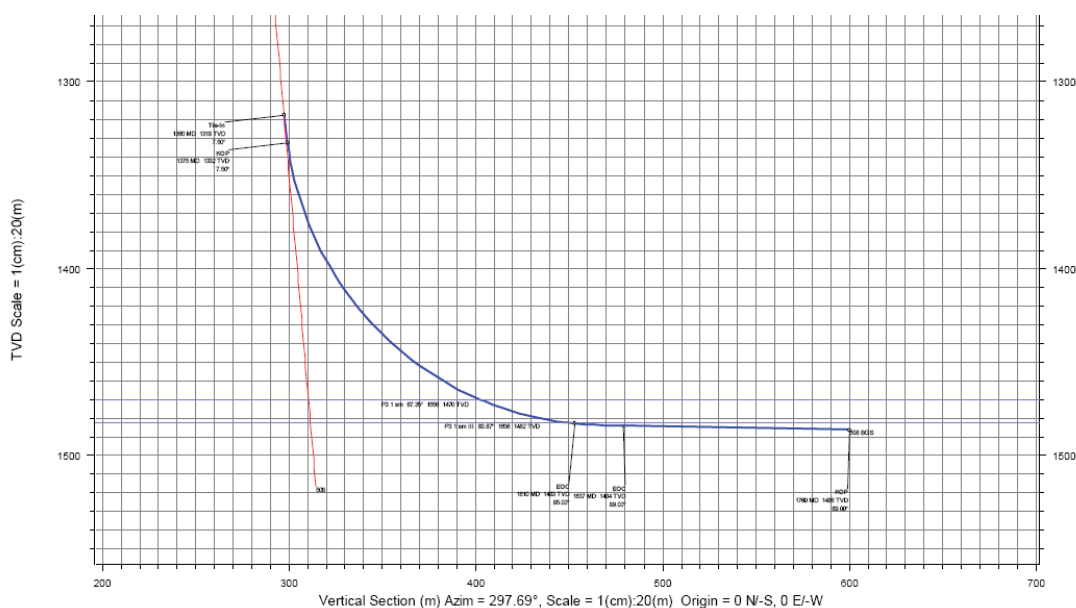
Анализ показателей разработки месторождения, выработки запасов и состояния фонда скважин, эксплуатируемых АО «Кыргызнефтегаз» указывает на необходимость использования современных технологий разработки системой горизонтальных скважин, что позволит существенно улучшить технологические показатели. Наиболее перспективным следует считать зарезку боковых горизонтальных стволов из нерентабельного и простаивающего по разным причинам фонда скважин. Эти мероприятия позволят

существенно улучшить текущие показатели разработки, увеличить темпы отбора запасов нефти, а в конечном итоге повысить конечный коэффициент извлечения. Как показывает накопленный за последние годы опыт мировой нефтяной промышленности, одним из наиболее эффективных методов повышения производительности скважин, повышения темпов отборов нефти, увеличения конечного коэффициента извлечения нефти, является применение технологии вскрытия продуктивного пласта боковым (горизонтальным) стволом.

Месторождение Майлису IV – Восточный Избаскент разрабатывается с 1960 г. На месторождении промышленные запасы нефти приурочены к палеогеновым отложениям. По результатам изучения особенностей геологического строения, анализа разработки и состояния фонда скважин для реконструкции эксплуатационных скважин методом резки боковых горизонтальных стволов (БГС) на месторождении Майлису IV – Восточный Избаскент намечено ряд скважин, среди них первоочередными являются скважины - №№ 370-378, 508, 509, 511.

В настоящей работе излагается суть технологии бурения БГС. Данная технология может быть применена, как при строительстве новых скважин, так и при резке боковых стволов из существующего фонда скважин. По сравнению со строительством новых скважин резка боковых горизонтальных стволов (БГС) позволяет обеспечить значительную экономию капитальных вложений. Другим важным преимуществом является то, что резка БГС из действующего фонда скважин позволяет обеспечить существенную экономию затрат на обустройство. При этом не требуется большого дополнительного отвода земель во временное пользование (краткосрочную аренду) под площадки скважин и промысловые коммуникации. В основу работы взяты

типовой (экстремальный) профиль бокового горизонтального ствола для намечаемого капитального ремонта скважины № 508 (рис.1).



22

Рис.1. Проектный профиль бокового горизонтального ствола в скв.№508

В соответствии с "Классификатором ремонтных работ в скважинах" (табл. 4.1 к "Правилам ведения ремонтных работ в скважинах" РД 153-39-0 088-01) зарезка боковых стволов из действующих скважин классифицируется как капитальный ремонт скважины (или комплекс подземных работ по восстановлению работоспособности скважин с использованием технических элементов бурения, включая проводку горизонтального участка ствола скважины).

На примере сооружения типовой наклонно-направленной скважины месторождения Майлису IV – Восточный Избаскент технология зарезки бокового ствола с горизонтальным окончанием состоит из четырех этапов.

На первом этапе производится подготовка скважины к бурению бокового ствола. При этом необходимо выполнить следующие работы:

- Земляные работы (отсыпку площадки при необходимости) на местах расположения бурового оборудования;
- Монтаж буровой установки и оборудования согласно технических условий и техники безопасности;
- Демонтаж ФА (на устье остается АУ-ШГН и крестовина).
- Установка ликвидационного цементного моста. Цементный мост устанавливается ориентировочно на глубине на 20 м ниже подошвы предполагаемого участка зарезки (далее - "окна") БС (Ликвидация старой части колонны).
- Опрессовка колонны и цементного моста водой $\rho=1,000 \text{ г/см}^3$ с давлением $P = 10 \text{ МПа}$ и опрессовка колонны методом снижения уровня на $H = 800 \text{ м}$.
- Проведение ГИС - АКЦ 1:500 и др. (согласно плану работ).
- При обнаружении негерметичности проводятся работы по ликвидации негерметичности.

На втором этапе производятся работы по вырезке "окна" буровой бригадой с установки БУ-75 БрЭ способом, активно развиваемым в последние годы в ряде Российских нефтедобывающих компаний, основанном на локальной вырезке "окна" и зарезке БС с пространственно-ориентированного уипстока (клина-отклонителя) компоновкой фрезерами.

Первоначально голова опорного моста должна находиться не ниже точки зарезки БС, затем мост специально подбуривается под размеры клина-отклонителя "с упором на забой".

Более эффективен вариант технологии с использованием клинового отклонителя (КОГ-146, КОГ-140) с гидравлическим якорем ЯГ-146 (140) (профильная труба). Отпадает потребность установки и подбуривания опорного цементного моста. За один рейс производится

спуск, ориентация, установка КОГ-146 (140) (созданием давления буровым насосом), вырезка “окна” и выход из эксплуатационной колонны на 5-6 м компоновкой двух фрезеров.

Способ реализуется на основании индивидуального плана, разработанного при участии специалистов соответствующей сервисной компании. Ориентировочный перечень операций приведен ниже:

- Шаблонирование и промывка эксплуатационной колонны (шаблон Ø 124 - 127 мм;
- ГИС (ГК, ГГК-цементмер, толщиномер, ЛМ) в интервале предполагаемого «окна»;
- Шаблонирование и проработка ротором гидромеханическим скребком в интервале установки якоря. Роторная компоновка: фрезер колонный + УБТ + фрезер расширяющий + бурильные трубы ТБПВ Ø 73x9,19 мм;
- Спуск и ориентирование уипстока (оператор и ориентационное оборудование сервисной компании);
- Установка КОГ-146 (КОГ-140) гидравлическим способом (насосный агрегат);
- Вырезка “окна” и проходка 5-6 м ствола под КНБК сборкой “оконного” и колонного фрезеров (либо аналогичной фрезерной компоновкой, не уступающей названной по техническим условиям).
- Контроль геометрии “окна”.

При этом используется фрезерная компоновка: ФД-124 (ФД-118) (“оконный”) + ФР2-127 (расширяющий, колонный) + ТГ-73/50 (труба гибкая) + УБТ Ø 105/50 (9 метров) + ТБПВ Ø 73 мм – остальное.

Требования к ротору: $n = 40 \dots 120$ об/мин, $M_{кр} \geq 20$ кН·м, наличие моментомера.

Диапазон нагрузок на фрезеры: 5...50 кН.

Подача насоса: не менее 10 л/с.

Геометрия “окна” считается приемлемой, если обеспечена проходимость следующей компоновки: долото Ø 124 мм + ТГ-73/50 + УБТ Ø 105/50 мм (9 м), причем УБТ Ø 105 мм должно проходить ниже клинового отклонителя (при СПО допускаются небольшие затяжки и посадки при прохождении инструмента по клиновому отклонителю). При необходимости может быть осуществлен пропуск через “окно” иных компоновок. Значительный опыт по данному способу вырезки окна имеется в сервисной компании ООО «ТехИнформСервис» (г. Ижевск). Работа по вырезке “окна” производится за один рейс-спуск инструмента (не более 3 суток), что делает данный способ весьма привлекательным для нефтяников.

На третьем этапе производится бурение бокового ствола, спуск и крепление хвостовика при следующих условиях:

- Для сокращения времени проходки применяется инструмент ПН 73x9,19 мм и объемный двигатель ДРУ-95РС с применением долот повышенной стойкости, типа 124 (120) ETD 38 MS.

- Перед спуском хвостовика производится контрольная шаблонировка БС проверочным “коленом” из 102-мм обсадных труб длиной 50-60 м.

- целесообразно оснащение 102-мм хвостовика гидравлическим пакером. Обсадные трубы ОТТМ Ø 101,6x6,5 мм, сталь марки Д с муфтой уменьшенного размера Ø 110 мм.

На четвертом этапе происходит освоение БГС.

- Спуск хвостовика НКТ до забоя с промывкой горизонтальной скважины промывочной жидкостью с дальнейшей закачкой специальной жидкости деструктора. Далее промыть скважину (горизонтальный ствол) специальной промывочной жидкостью. Далее рекомендуется

спуск отечественного механического отсекаателя забоя типа ОЗ-146 (140) по ТУ 01.08.000 для дальнейшей эксплуатации (ремонта) скважины без ее глушения. Отсекатель забоя с “хвостовиком-НКТ” внизу спускается на НКТ 73 мм на голову 102-мм “хвостовика”, после чего разгружается на голове 102-мм “хвостовика” и пакеруется. Возможен спуск другого аналогичного клапана отсекаателя, не снижающего прочность конструкции. После спуска отсекаателя забоя колонна с посадочным инструментом поднимается, отсекаатель забоя остается на голове 102-мм “хвостовика” в 146 (140) мм.

Завершающей операцией четвертого этапа является освоение скважины методом свабирования или спуском глубинного оборудования (ГНО) с последующей пробной откачкой.

Типовая конструкция скважины после капитального ремонта методом зарезки бокового ствола показана на рис.2.

Вырезка «окна» в эксплуатационной колонне было осуществлено в интервале 1360 м. Сооружение дополнительного ствола осуществлялось в интервалах ствола от 1360 до 1600 м. Бурение горизонтального ствола длиной 150 м продолжена до вскрытия продуктивного пласта в палеогеновых отложениях.

В процессе бурения бокового горизонтального ствола в условиях месторождения нефти Майли-Су IV –Восточный Избаскент, эксплуатируемой ОАО “Кыргызнефтегаз” хорошо зарекомендовал себя минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор плотностью 1,12-1,14 г/см³, условной вязкостью 40-45 с., водоотдачей ≤5, приготовленная по специальной рецептуре.



Рис.2. Типовая конструкция скважины после зарезки бокового ствола

На основе опытно-промышленных и экспериментальных работ, проведенных в условиях месторождения Майли-Су IV –Восточный Избаскент можно отметить, что бурение и эксплуатация горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов (ГС и БГС) на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки или содержащих трудноизвлекаемые запасы, позволяет увеличить коэффициент нефтеизвлечения (КИН) и снизить материальные затраты на буровые, монтажные и строительные работы.

Литература

1. Иогансен К.В. Справочник «Спутник буровика», 3-е издание переработанное и дополненное, Москва, Недра, 1990г.
2. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/Под ред. А.Г. Калинина. . М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. -450 с.
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солodкий К.М., Султанов Б.З.. Справочник «Бурение наклонных и горизонтальных скважин», Москва, Недра, 1997 г.
4. Сулакшин С.С. Направленное бурение. –М.: Недра, 1987. –272 с.
5. Пешалов Ю.А. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра.1980. - 335 с.

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ (КОМПЛЕКТ КАТАЛОГОВ)

В. Г. Лукьянов, В.Г. Крец, Л.А. Саруев

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

В комплекте каталогов «Нефтепромысловое оборудование» представлена достоверная информация заводов-изготовителей и фирм выпускающих нефтепромысловое оборудование, дано описание и технические характеристики. Каталог быть использован для повышения качества и сокращения сроков разработки и проектов обустройства нефтяных месторождений специалистами различного уровня ОАО «Томскнефть» ВНК, а также в современных образовательных технологиях, учитывая высокую научно-методическую информативность каталогов. Особое внимание в каталоге уделено конкурентному импортозамещающему оборудованию.

В настоящее время отечественная нефтегазовая отрасль представляет высокомеханизированное производство. Оборудование для бурения скважин, добычи, сбора и подготовки нефти и газа в значительной степени определяет научно-технический прогресс в нефтегазовой отрасли, широкое применение прогрессивных форм организации труда, эффективность капитальных вложений и качество выполняемых работ [1].

Впервые в истории Томской нефтяной промышленности сделана попытка создания Каталога по нефтяному оборудованию в рамках Восточной нефтяной компании [2]. При разработке каталога использованы новые рекламные проспекты и инструкции заводов-изготовителей, в том числе конверсионных, отечественные и зарубежные каталоги по нефтяному оборудованию, данные официального Каталога выставки «Конверсия и машиностроение для

ТЭК», Каталог отечественного нефтяного оборудования, средств автоматизации и приборов ВНИИОЭНГ, альбом по основным приборам, средствам автоматизации, телемеханизации связи и АРМ в нефтедобыче, композит-каталог нефтепромыслового оборудования и услуг, издаваемый американской компанией «Gulf Publishing Company» и составленный непосредственно фирмами-производителями (каталог является новейшим сборником информации ведущих фирм-поставщиков оборудования и услуг, обеспечивающим нефтяную и газовую промышленность во всем мире), материалы кафедр и НИИ Томского политехнического университета, томских заводов и другие источники.

Необходимость разработки каталога обусловлена многообразием в настоящее время нефтепромыслового оборудования, рассредоточением в различных информационных источниках: справочниках, учебниках и другой научно-технической литературе. Зачастую информация по оборудованию является устаревшей. Выражается это в указании отмененных ГОСТ-ов, ОСТов, ТУ, оборудования, снятого с производства, и т.д.

В связи с этим цель настоящего каталога состоит в том, чтобы систематизировать нефтяное и нефтепромысловое оборудование в едином издании, отражающем:

- 1) наиболее полные технико-экономические показатели оборудования;
- 2) методику по определению основных параметров нефтяного оборудования;
- 3) технологические схемы нефтепромыслов.

В Каталоге представлена новейшая достоверная информация от непосредственных производителей нефтепромыслового оборудования, инструмента, приборов и средств автоматизации, которая необходима

нефтедобывающим предприятиям при обновлении оборудования и обустройстве нефтяных месторождений. Для сравнительного анализа в Каталоге кроме отечественного оборудования приведены характеристики зарубежных аналогов. Каталог будет использован для повышения качества и сокращения сроков составления проектов обустройства нефтяных месторождений, для практического применения специалистами ОАО «Томскнефть» и др. нефтегазодобывающими компаниями России, а также для подготовки и переподготовки кадров нефтяного профиля.

Достаточно большая информативность Каталога и систематизация представленных в нем материалов, позволяют с помощью специально созданной методики, технико-экономического анализа и современных ПЭВМ выбирать рациональные параметры того или иного оборудования и научно-обоснованно подходить к разработке новых нефтепромысловых технологических комплексов с учетом особенностей Западно-Сибирского региона.

Одна из важнейших проблем отрасли – обеспечение ее современной эффективной техникой, которую до сих пор приходится покупать за рубежом. Выход из сложного положения, в котором оказалась отрасль – использование возможностей конверсии. Поэтому в каталоге в первую очередь представлено нефтяное оборудование, которое начали выпускать Российские оборонные предприятия, чей технический уровень и качество выпускаемой продукции не уступают зарубежным. Теперь специалисты ВНК и других нефтедобывающих предприятий Томской области и других регионов Сибири и Дальнего Востока получили возможность выбирать и приобретать оборудование по доступной цене.

Каталог содержит следующие разделы:

- оборудование для эксплуатации фонтанных скважин;
- оборудование для штанговой насосной эксплуатации скважин;
- оборудование для эксплуатации скважин бесштанговыми насосами;
- оборудование и инструмент для ремонта скважин;
- приборы и средства автоматизации в области добычи нефти и разработки нефтяных месторождений;
- насосы и компрессоры;
- эксплуатационные пакеры, якоря и разъединительные колонны;
- оборудование для механизации нефтепромысловых работ;
- оборудование для поддержания пластового давления;
- оборудование для сбора и подготовки нефти;
- оборудование для технологических процессов при добыче нефти;
- оборудование для обеспечения экологической чистоты нефтепромыслов;
- машины и оборудование для обустройства нефтепромыслов;
- оборудование малой энергетики;
- буровое оборудование;
- небольшие нефтегазоперерабатывающие установки;
- трубы;
- установки для исследования и проведения скважинных работ.

По каждому типу оборудования в Каталоге приведены основные технические характеристики, область применения, код оборудования, ГОСТ или завод-изготовитель. Каталог нефтяного оборудования содержит 1230 листов.

Разработанный Каталог по информативности не уступает отечественным и зарубежным аналогам и максимально учитывает

потребности региона. Результаты данной НИР опубликованы в сборнике трудов Западно-Сибирского отделения Российской Академии естественных наук, были представлены и получили одобрение на региональной конференции, посвященной 20-летию института «ТомскНИПИнефть» и четырех Международных конференциях (г. Москва, г. Новочеркасск, г. Новокузнецк, г. Пекин), а также включены в качестве проекта в «Программу развития Восточной нефтяной компании» и «Межрегиональную целевую программу создания и развития производства конкурентного импортозамещающего нефтегазового оборудования на базе конверсионных предприятий ВПК. Один раздел Каталога докладывался и опубликован в материалах Четвертого китайско-российского симпозиума на английском и китайском языках (г. Пиз, КНР). Каталог демонстрировался на выставке, посвященной 100-летию Томского политехнического университета, в Международном выставочном центре «Интерсиб» (г. Омск), на Международной специализированной выставке «Газ. Нефтехимия. Топливная энергетика» (г. Томск) и награжден дипломом «Сибирской ярмарки». Кроме того, работа докладывалась в унитарном предприятии «Омский завод нефтедобывающего оборудования» государственного ПО «Полет» и на Омском моторостроительном ПО им. П.И. Баранова. Специалисты различного уровня отмечают актуальность, своевременность и полезность работы.

На базе выполненной работы членами авторского коллектива подготовлены учебные пособия «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Оборудование для добычи нефти», «Нефтегазопромысловое оборудование», предназначенное для студентов нефтяного профиля и, кроме того, могут быть полезными при подготовке рабочих по профессии «Оператор по добыче нефти и газа».

По инициативе авторского коллектива на основе проведенного анализа эффективности нефтепромыслового оборудования по согласованию с департаментами нефтегазового комплекса и промышленности Администрации Томской рассмотрен вопрос об организации производства на Томском электромеханическом заводе отдельных видов нефтепромыслового оборудования, в частности, плунжерного подъемника, который может обеспечить наиболее экономичный способ эксплуатации нефтяных скважин, поскольку для работы плунжерного подъемника используется непосредственно энергия подземного газа; разработаны новые высоконадежные типы кабелей в НИКИ при ПО «Сибкабель» для погружных электронасосов; иницируется производство наукоемкого нефтепромыслового оборудования на других предприятиях городов Томска и Омска. В целом, широкое внедрение результатов выполненной работы будет способствовать повышению технико-экономических показателей работы Восточной нефтяной компании и, как следствие, социально-экономическому развитию Томской области и всего Западно-Сибирского региона. Составители комплекта каталогов стали лауреатами конкурса Томской области в сфере образования и науки.

Литература

1. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В., Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи / Под общ. ред. В.Н. Протасова: Учеб. Для ВУЗов. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр» - 691 с.
2. Крец В.Г., Лукьянов В.Г., Мангазеев В.П., Саруев Л.А. и др. Нефтепромысловое оборудование (комплект каталогов) // Вестник ВНК.

**СРЕДСТВА ОГНЕЗАЩИТЫ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.
СТРАТЕГИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО
«ТОМСКНЕФТЬ» ВНК**

В.Г. Лукьянов, А.А. Провоторов, В.Г. Крец, Л.А. Саруев
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Данная научно-исследовательская работа выполнена в соответствии с программой НИОКР ОАО «Томскнефть» при согласовании с комитетом по развитию нефтегазодобывающего комплекса Администрации Томской области.

Впервые за 45-летнюю историю Томской нефтяной промышленности сделана попытка создания каталога «Средства огнезащиты и пожарной безопасности» для разработки стратегии обеспечения корпоративной безопасности на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.

Необходимость разработки каталога обусловлена многообразием в настоящее время средств огнезащиты и пожаротушения, рассредоточением в различных информационных источниках; справочниках, и другой научно-технической литературе. Зачастую информация по оборудованию является устаревшей. Выражается это в указании отменных ГОСТов, ОСТов, ТУ, оборудования, снятого с производства и т.д.

В связи с этим цель настоящего каталога состоит в том, чтобы систематизировать эти средства в едином издании, отражающем наиболее полные технико-экономические показатели оборудования.

Решения вопросов обеспечения пожарной безопасности, безусловно, является одной из первоочередных задач для каждого нефтедобывающего предприятия. Ключевые позиции в решении вопроса предупреждения аварий можно обеспечить только путем

применения современных средств огнезащиты и пожаротушения, внедрения новых средств пожарной сигнализации и автоматики на пожароопасных объектах. В нефтедобывающем предприятии ОАО «Томскнефть» ВНК выработана корпоративная стратегия обеспечения безопасности на месторождениях. Основой развития стратегии послужило создание Регионального центра пожарной безопасности и аварийно-спасательных работ ОАО «Томскнефть» ВНК, направленного на усиление мер по предупреждению и предотвращению возможных аварийных ситуаций. В российской нефтедобывающей промышленности за ее более чем вековую историю накоплен колоссальный опыт, использование которого является насущной необходимостью для каждого предприятия. Обладая успешным опытом работы, основанным на внедрении и использовании передовых отечественных и зарубежных технологий в области пожарной безопасности, ОАО «Томскнефть» ВНК совместно с Томским политехническим университетом проведена огромная работа по сбору и обобщению информации с целью доведения до самых отдаленных регионов деятельности предприятия. В данном издании приведена информация о современных средствах огнезащиты, пожарной сигнализации, автоматики и пожаротушения для обеспечения безопасной работы на производственных объектах и в административных зданиях нефтедобывающих предприятий. Даны основные технические характеристики оборудования, установок и модулей, средств ограничения распространения пожара, систем контроля. Приведены сведения об огнетушащих веществах и знаках пожарной безопасности, видах пожаротушения, противопожарном водоснабжении и средствах радиосвязи. Это определило актуальность работы, которая заключается в представлении новейшей достоверной

информации от непосредственных производителей современных огнетушащих веществ и материалов для огнезащиты различных конструкций и изделий, электрических кабелей и аппаратуры на нефтепромыслах, подробных характеристик эффективных технических средств пожарной и охранно-пожарной сигнализации, автоматических систем различных видов пожаротушения, а так же основных типах пожарных автомобилей, вездеходов, наиболее подходящих для нефтепромыслов Томской области судоходных и авиационных средств пожаротушения.

На основе существующих современных средств огнезащиты и пожаротушения научно обоснованы и согласованы с производителями ОАО «Томскнефть» ВНК наиболее эффективные из них для местных условий.

В результате анализа современных средств огнезащиты и обеспечения пожарной безопасности, проведенной систематизации и оценки эффективности в разработанном каталоге дана необходимая информация и рекомендации по рациональному применению их для обеспечения корпоративной безопасности на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.

Содержание разработанного каталога «Средства огнезащиты и пожарной безопасности» и его объем согласованы с заказчиком.

Каталог включает следующие разделы:

- Основные понятия о пожаре, огнетушащих веществах и знаках пожарной безопасности. Виды пожаротушения для различных объектов нефтяных месторождений;
- Средства огнезащиты и ограничения распространения пожара;
- Технические средства пожарной и охранно-пожарной сигнализации;

- Пожарные автомобили, мотопомпы, вездеходы, судоводные и авиационные средства пожаротушения;
- Тушения пожаров в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями и на нефтеперекачивающих станциях;
- Установки и модули пожаротушения;
- Щиты и фонари пожарные. Огнетушители. Одежда пожарного и костюм газовика-нефтяника;
- Противопожарное водоснабжение;
- Средства радиосвязи.

По каждому типу оборудования в каталоге приведены основные технические характеристики, область применения, код оборудования, ГОСТ или ТУ, завод-изготовитель. Отраслевая принадлежность заводов-изготовителей приводится по состоянию до 1 января 2007 года. Каталог «Средства огнезащиты и пожарной безопасности» содержит 176 страниц.

Разработанный каталог по информативности не уступает отечественным и зарубежным аналогам и максимально учитывает потребности региона.

Результаты данной НИР опубликованы в вестниках Российской академии естественных наук (г. Кемерово, 2004, 2005 гг.); в материалах Межрегиональной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири» (г. Томск, 2005 г.); в докладах 9-ой, 10-ой и 11-ой Международных научно-практических конференциях «Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири» (Издательство Томского государственного университета 2003, 2004, 2005 гг.); в Национальном отраслевом журнале «Нефтегазовая вертикаль» (г. Москва, 2005г.

№ 17); в журнале «Академия энергетики» (г. Санкт-Петербург, 2006 г. № 1).

Работа неоднократно докладывалась на техническом совете «ТомскНИПИнефть» и ОАО «Томскнефть». Каталог демонстрировался на выставке НК ЮКОС «Нефть и газ -2004» и награжден медалью «Сибирские Афины» в номинации «Новые научные разработки и технологии». В 2004 г. каталог был представлен на 4-ой межрегиональной специализированной выставке-ярмарке «Газификация-2004»; в 2005 г. - на выставке «Сибнедра-2005» (г. Новосибирск); в 2006 г. на выставке «Металлы Сибири - Сибнедра-2006», «Горное дело Сибири», «Сибнефтегаз», оборудование для нефтегазового комплекса (г. Новосибирск).

Каталог «Средства огнезащиты и пожарной безопасности» награжден дипломом конкурса «Сибирские Афины» в номинации «Новые научные разработки и технологии» на специализированной выставке-конгресс «Нефть, Газ, Геология» 2006 г. Каталог награжден Золотой медалью отборочного этапа Межрегионального конкурса «Лучшие товары и услуги Сибири ГЕММА-2006» по Томской области. Каталог также награжден Золотой медалью финалистов конкурса «Сибирские Афины» в номинации «Новые научные разработки и технологии» на 10 Международной выставке-конгресс, ноябрь 2007 г., Томск, а также доложен и опубликован в материалах Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири», г.Тюмень, 2007 г.

Специалисты различного уровня отмечают актуальность, своевременность и полезность выполненной работы.

В целом, широкое внедрение результатов выполненной работы будет способствовать решению вопросов обеспечения пожарной

безопасности объектов нефтегазодобычи ОАО «Томскнефть» и других предприятий Томской области, а также предприятий межрегиональной ассоциации «Сибирское соглашение». Для технических работников нефтегазовой отрасли, а также может использоваться в качестве учебного пособия для студентов всех форм обучения вузов и техникумов нефтегазового дела.

Данная работа является первым вариантом каталога «Средства огнезащиты и пожарной безопасности» для разработки стратегии обеспечения корпоративной безопасности на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК. Предусматривается доработка и периодическое переиздание.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА НА КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Н.И. Николаев, Е.В. Кожевников

*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Научный и производственный опыт цементирования скважин с горизонтальными участками показывает, что главным фактором, снижающим качество цементирования горизонтальных скважин, является седиментация тампонажного раствора. В отличие от вертикальных скважин, где герметичность скважины в целом не снижается, в горизонтальных даже незначительная водоотдача приводит к тому, что у верхней стенки скважины образуется канал с жидкостью затворения, в результате чего контакт цементного камня с породой в этой зоне может отсутствовать, что приводит к появлению заколонных перетоков. Известно, что при водоотделении тампонажного раствора до 4% в скважине могут образовываться каналы толщиной до 7 мм [1]. В настоящее время остается

недостаточно изученным процесс седиментации тампонажного раствора и его влияние на свойства получаемого цементного камня.

Очевидно, что при разделении тампонажного раствора на твердую и жидкую фазу происходит изменение его плотности по высоте, что косвенно может характеризовать его седиментационную устойчивость.

Для отбора проб и определения плотности тампонажного раствора на различных уровнях был изготовлен специальный цилиндр, представляющий собой стакан высотой 114 мм с боковыми отверстиями на разных уровнях, условно делящими стакан на пять слоев одинаковой толщины по 22 мм.

Приготовленный тампонажный раствор без добавок с известной плотностью разливается в цилиндры и через определенный интервал времени проводится отбор проб цементного раствора с разных уровней с последующим измерением плотности. На рисунке 1 приведен график зависимости плотностей раствора по высоте от времени.

Результаты исследований показали (рисунок 1), что ближе к началу загустевания седиментация в растворе прекращается, в результате получается, что в зависимости от высоты раствор имеет разную плотность, отличную от начальной (таблица 1). На поверхности раствора образуется пленка отделившейся воды, толщина ее достигает 5 мм, что соответствует водоотдаче 4,3%.

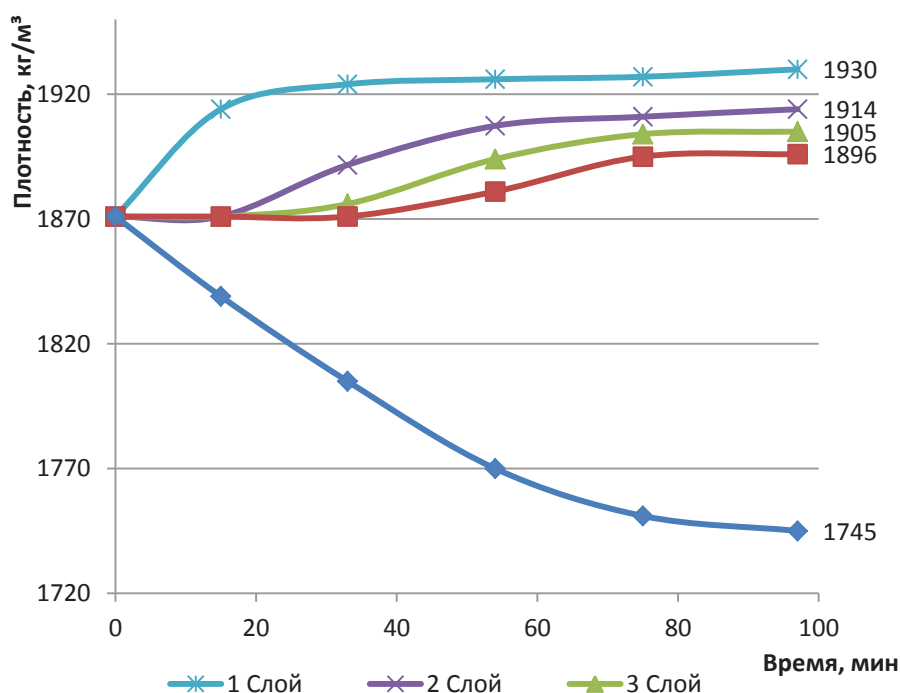


Рис. 1 – Изменение плотности тампонажного раствора по слоям с течением времени (нумерация слоев снизу вверх стакана)

Анализируя результаты исследований, можно сделать выводы о том, что:

- в тампонажном растворе в начальный период времени средняя плотность раствора во 2, 3 и 4-ом слоях равна начальной, что свидетельствует о том, что оседание частиц цемента происходит как равномерное движение двух матриц твердой фазы и жидкой относительно друг друга;

- уплотнение частиц цемента в нижней части стакана способствует ускорению процессов структурообразования;

- взаимодействие частиц цемента и его гидратация в процессе седиментации обуславливают неравенство плотностей всех слоев на момент начала загустевания раствора.

Изменение плотности раствора в результате седиментации не может не влиять на свойства получаемого цементного камня. В связи с

чем, есть необходимость в изучении основных физико-механических свойств цементного камня (прочность, адгезия, проницаемость), получаемого из растворов с различными плотностями.

Для определения физико-механических свойств цементного камня из растворов с известной плотностью изготавливались образцы для дальнейшего их испытания на сжатие и изгиб, определения проницаемости и адгезии. Испытания на прочность тампонажного камня проводились на установке Controls. Определение абсолютной проницаемости тампонажного камня производилось с помощью установки ТВР-804. Для определения величины адгезии цементного камня к металлу были изготовлены формы из металлических втулок разного диаметра. Выпрессовка внутренней втулки проводилась на прессе Controls. Результаты испытаний приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты испытаний цементного камня, полученного из растворов разной плотности

№ слоя	Начальная плотность, кг/м ³	Конечная плотность, кг/м ³	В/Ц	Прочность цементного камня, МПа		Адгезия цементного камня к металлу, МПа	Проницаемость цементного камня, мкм ² · 10 ⁻³
				Изгиб	Сжатие		
1	1871	1930	0,428	3,5	33,3	1,30	0,15
2	1871	1914	0,450	3,7	26,1	1,16	0,20
3	1871	1905	0,460	3,5	23,4	1,03	0,23
4	1871	1896	0,465	3,0	23,6	1,01	0,27
5	1871	1740	0,618	2,1	9,2	0,82	0,44

Результаты исследований показали, что физико-механические свойства получаемого тампонажного камня напрямую зависят от плотности исходного раствора (Рисунок 2), чем она выше, тем больше прочностные характеристики и величина адгезии камня к стальной поверхности и тем ниже его абсолютная проницаемость. Это обусловлено изменением структуры раствора в процессе седиментации,

результатом которой является более плотная упаковка цементных зерен в растворе в нижней части и менее упорядоченная структура в верхней.

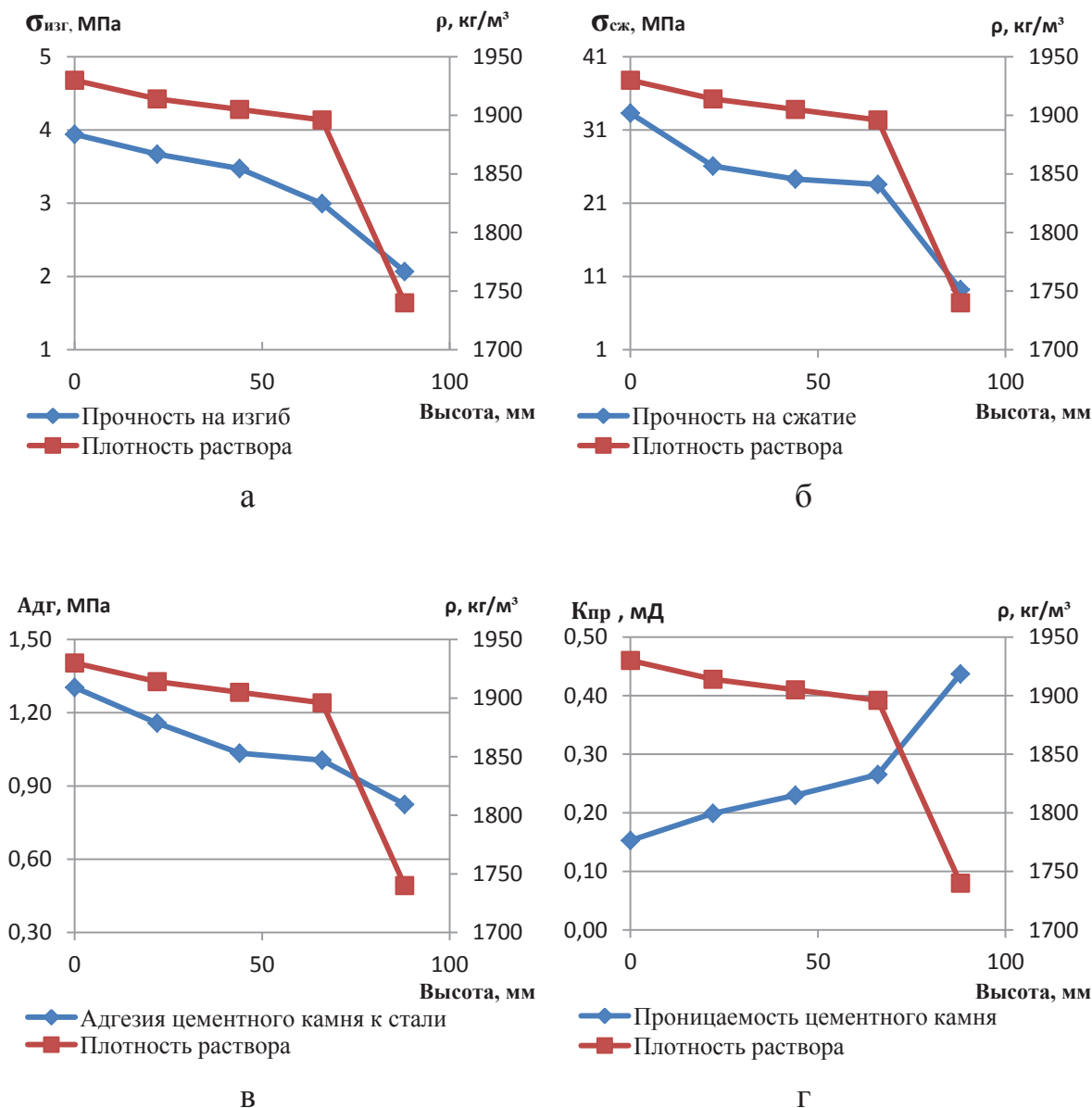


Рис. 2 – Зависимость основных физико-механических свойств тампонажного камня (а – прочность на изгиб; б – прочность на сжатие; в – адгезия к стали; г – проницаемость) и плотности раствора от высоты расположения в цилиндре.

Цементный камень, получаемый из раствора с плотностью соответствующей верхней части обладает минимальными прочностными характеристиками – прочность на изгиб составляет 2,1

МПа, что ниже значений, нормируемых по ГОСТ 1581-96, прочность на сжатие – 9,2 МПа, что почти в четыре раза ниже прочности камня получаемого из раствора, соответствующего нижней части – 33,3 МПа. В результате седиментации, адгезия цементного камня к стали в верхней части составляет 0,82 МПа, что на 40% меньше, чем в нижней. Проницаемость камня полученного из раствора с меньшей плотностью составляет 0,44 мД, что в 3 раза больше чем у камня из наиболее плотного раствора.

С целью определения влияния полимеров на свойства тампонажного раствора автором были проведены исследования следующих добавок: КМЦ 400, ПАА, ВРПГ, Rhodopol 23, ПАЦ (ВМ), ГЭЦ 400.

Подвижность тампонажного раствора определялась по конусу растекаемости и консистенции. Базовым раствором являлась композиция ПЦТ I-100 с пластификатором С-3 при водоцементном отношении 0,55. После затворения измерялись основные параметры (плотность, растекаемость), затем проводилось перемешивание раствора в консисометре в течение 90 минут. Фиксировались значения консистенции раствора в начальный момент времени и в конце эксперимента. После этого раствор помещался в цилиндр и после 1,5 часов выдержки, проводился отбор проб с разных уровней и измерялась их плотность. Результаты измерений показаны в таблице 1.

При изучении реологических свойств тампонажных растворов было установлено, что во всех случаях при вводе полимеров растекаемость растворов снижалась, что свидетельствует об ухудшении прокачиваемости, однако, обработанные растворы обладают меньшей консистенцией, что свидетельствует о том, что они оказывают меньшее гидравлическое сопротивление при турбулентном движении потока.

Природа данного явления заключается в смазывающей способности полимеров, уменьшающих взаимодействие цементных частиц между собой при движении потока по стволу скважины.

Как видно из таблицы 2 гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) марки 400 является не только хорошим стабилизатором, но и сильнейшим понизителем водоотдачи тампонажных растворов. Остальные исследуемые реагенты не повышают седиментационной устойчивости раствора, изменяя только реологические характеристики.

Таблица 2

Влияние стабилизаторов на свойства тампонажных растворов

№ п/п	Стабилизатор	ρ , кг/м ³	Количество добавки, %	D, см	Консистенция, е.к.		$\rho_v - \rho_n$, кг/м ³	ВО, %
					ЕКо	ЕКк		
1	-	1772	-	25	24	17	-142	4,5
2	ПАА	1776	0,015	16	25	17	-159	5
3	ВРПГ	1700	0,015	17	12	11	-140	4,1
4	Rhodopol 23	1716	0,3	22,5	10	11	-113	3,6
5	КМЦ 400	1743	0,8	22	13	13	-143	2,3
6	ПАЦ (ВМ)	1730	0,08	22,5	13	11	-131	3,6
7	ПАЦ (ВМ)	1740	0,25	21	16	14	-150	4,5
8	ВРПГ+КМЦ	1743	0,015+0,8	14	14	14	-113	4,5
9	ГЭЦ 400	1794	0,15	21	20	16	-22	0

Примечание: ρ – плотность раствора, D – растекаемость, ЕКо – начальная консистенция, ЕКк – конечная консистенция, $\rho_v - \rho_n$ – разность плотностей верхнего слоя от начальной, ВО – водоотделение.

Высокая стабилизирующая способность гидроксиэтилцеллюлозы по сравнению с остальными полимерами обусловлена тем, что она является ассоциативным загустителем – в состав молекул включены гидрофильные и гидрофобные звенья, в результате чего даже при незначительных концентрациях добавки водоотдача раствора резко снижается.

Дальнейшие исследования ГЭЦ 400 как наиболее эффективного стабилизатора показали, что при определенных его концентрациях в растворе реагент обладает наилучшими стабилизирующими и

пластифицирующими свойствами (рисунок 3). Установлено, что оптимальной концентрацией добавки ГЭЦ 400 в составе тампонажного раствора является 0,1% при В/Ц 0,5. Увеличение и уменьшение концентрации реагента ухудшает прокачивающую способность раствора, при этом при концентрации менее 0,1% дополнительно наблюдается увеличение водоотдачи.

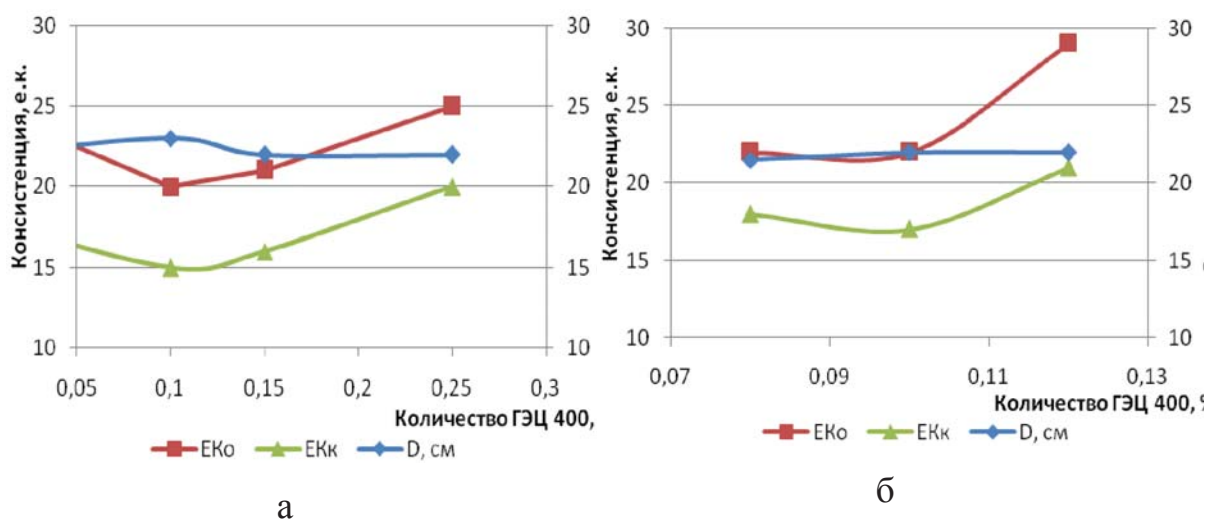


Рис. 3 – зависимость реологических характеристик раствора от содержания ГЭЦ 400: а – при в/ц 0,55; б – при в/ц 0,5.

Однако, даже отсутствие водоотдачи тампонажного раствора не всегда позволяет добиться качественного цементирования. В условиях круглого сечения скважины отделение воды будет значительным ввиду уменьшения площади слоев раствора от центра кверху и проявлении эффекта гравитационной конвекции (эффект Бойкотта) у стенки скважины. Также известно, что при твердении цементного камня происходит его усадка, что вызвано уменьшением объема исходных веществ при их гидратации. Усадка камня приводит к появлению заколонных перетоков. Анализ современной литературы позволяет сделать вывод о том, что в тампонажных растворах с полимерными стабилизирующими добавками контракция камня больше чем у необработанного цемента.

Очевидно, что для снижения контракции камня и влияния водоотделения на образование каналов между стенкой скважины и цементным камнем необходимо введение добавок, увеличивающих объем камня. Согласно исследованиям, проведенным в работе [3], при твердении камня с расширяющими добавками (РД) в стесненных условиях его прочность возрастает со временем, а в свободном состоянии уменьшается до нуля. На горизонтальном участке скважины у верхней стенки образуется свободное пространство, куда может расширяться камень. При размерах канала больших или равных величине расширения камня, его увеличение приведет к снижению прочности и растрескиванию в верхней части.

Для исследования процесса расширения базовым составом являлся тампонажный раствор на основе ПТЦ I-100 с добавкой ГЭЦ 400 – 0,1%, пластификатора С-3 – 1,3% при В/Ц – 0,5. В качестве расширяющих добавок были выбраны РД сульфоалюминатного состава (Al_2O_3 и $CaSO_4 \cdot 0,5H_2O$) в количестве 4 и 8% и оксидного (MgO) 10%. После перемешивания раствора в консистометре в течение 90 минут проводились исследования адгезии цементного камня и его прочности на сжатие и изгиб через двое суток твердения. Полученные результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3

Свойства цементного раствора и камня

№ п/п	Добавка	ρ , кг/м ³	D, см	Консистенция, е.к.		Прочность цементного камня, МПа		Адгезия, МПа
				ЕКо	ЕКк	Сжатие	Изгиб	
1	–	1820	23	20	15	13,5	5,1	0,89
2	MgO - 10%	1813	20	25	19	11,6	3,4	0,96
3	С - 4%	1800	21	19	16	15,8	5,7	1,26
4	С - 8%	1828	20	26	21	10	3,8	1,12

Примечание: С – добавка сульфоалюминатного расширения.

При вводе расширяющих добавок происходит снижение прокачиваемой способности раствора, особенно с добавками оксида магния и 8% РД сульфоалюминатного расширения. Увеличение объема камня с добавкой позднего расширения (MgO) способствует незначительному повышению его адгезии к стальной поверхности и уменьшению прочности, что вызвано возникновением внутренних напряжений и растрескиванием. Добавка четырех процентов РД сульфоалюминатного расширения повышает прочность камня и в значительной степени его адгезию, но с увеличением ее содержания до 8% происходит загущение раствора и снижение прочности камня.

Для определения возможности цементного камня при расширении заполнять образующийся канал у верхней стенки скважины раствор заливался в цилиндрические формы диаметром 30 мм, которые с двух концов закрывались металлическими пластинами и фиксировались в горизонтальном положении на время твердения. Визуальный осмотр цементного камня базового состава, а также образцов с добавкой сульфоалюминатного состава показал, что между камнем и формой имеется щель в верхней части. Образцы с добавкой MgO имели плотный контакт цементного камня с формой.

На последнем этапе проводились исследования проницаемости образцов с добавкой оксида магния. Установлено, что образцы являются высокопроницаемыми (от 0,1 до 0,5 Д). При более детальном осмотре в одном из образцов с наименьшей проницаемостью (0,1 Д) обнаружена трещина в теле цементного камня. Также при твердении раствора с 8% РД сульфоалюминатного расширения в горизонтальном цилиндре образец камня имеет продольные трещины у верхней стенки (рисунок 4).



Рис. 4 – Трещины в цементном камне у верхней стенки

Появление микротрещин и высокая проницаемость образцов свидетельствуют о недостаточном расширении цементного камня для заполнения канала у верхней стенки в начальный период твердения, и дальнейшей гидратации РД и цемента не в стесненных условиях. В связи с чем, для регулирования кинетики расширения цементного камня требуется проведение дополнительных исследований в данном направлении.

Выводы:

1. Совместно протекающие процессы седиментации и гидратации цемента в тампонажном растворе обуславливают неоднородность получаемого тампонажного камня.

2. Расслоение тампонажного раствора в условиях горизонтальной скважины приводит к тому, что образующийся цементный камень обладает низкими прочностными и адгезионными свойствами и высокими фильтрационными характеристиками у верхней стенки скважины, что приводит к отсутствию контакта цементного камня со стенкой скважины и образованию каналов для заколонных перетоков.

3. При исследовании влияния полимерных добавок определено, что наилучший стабилизатор цементного раствора является гидроксипропилцеллюлоза марки 400 ассоциативной природы загущения.

4. Наиболее значительный расширяющий эффект получен при введении в состав тампонажного раствора 10% оксида магния.

5. Добавка 4% РД сульфоалюминатного расширения повышает прочность камня и в значительной степени его адгезию, однако увеличение концентрации указанного реагента приводит к загущению раствора и снижению прочности камня.

6. Появление микротрещин в цементном камне с добавкой MgO вызвано, значительными объемными деформациями на заключительной стадии твердения, что требует проведения дальнейших исследований по регулированию кинетики гидратации РД.

Литература

1. Белоусов Г.А., Скориков Б.М., Майгуров И.В. Особенности крепления наклонно направленных и горизонтальных стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №4. – с.47-50.
2. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №11. – с. 29-37.
3. Новохатский Д.Ф. Методика определения долговечности цементного камня на основе расширяющихся тампонажных цементов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – №10. – с.37-42.

НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПРОВЕДЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Н.А. Антропова, В.Г. Крец, В.Г. Лукьянов

***Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия***

При проведении горизонтальных горных выработок для различных целей нередко наблюдается задалживание излишнего резервного оборудования. При занижении же ресурсов (техника, люди и др.) и нечёткой организации планируемая цель не достигается [3]. В статье предложена методика оценки надёжности технологических схем

проходки горизонтальных горных выработок на основе математического моделирования. Для условий проходки горизонтальной горно-разведочной выработки на основе фактического материала построена математическая модель и подсчитаны вероятности безотказной работы элементов технологической схемы проходки. Приведённый метод оценки надёжности технологических схем позволяет выявить поэлементно организационные, технологические и технические резервы повышения эффективности проходки и влиять на технико-экономические показатели в целом.

При проведении горных работ для прокладки коммуникаций, трубопроводов, горно-разведочных работ и т.д. используются горизонтальные горные выработки. При проектировании технологических схем проходки горизонтальных горных выработок обеспечение надёжности базируется на использовании нормативных документов, опыта передовых бригад, традиций предприятия. При этом, нередко, наблюдается излишнее задерживание резервного оборудования, привлечение завышенного количества вспомогательных рабочих. При занижении же ресурсов (техника, люди, количество забоев и др.) и нечёткой организации, как правило, планируемая цель не достигается.

Наряду с увеличением скоростей и объемов проведения горноразведочных работ приобретают актуальное значение вопросы исследования надёжности технологических схем горных выработок и оценка степени влияния их надёжности на общие результаты проходки.

Исследование фактических статистических данных проходки горных выработок показывают, что имеются большие потери рабочего времени из-за недостатка оборудования в действующих забоях (вагонеток, перфораторов, электровозов), выполнения ряда непроизводительных

работ (ремонт оборудования, постанровка сошедших с рельсов вагонеток, электровозов), простоев по организационно-техническим причинам (отсутствие электроэнергии, сжатого воздуха, загазованность выработок). Даже наличие резервного оборудования не будет гарантировать нормального течения производственного процесса ввиду высокой аварийности горнопроходческого оборудования. Поэтому метод резервирования, который служит распространенным методом повышения надежности, не может быть определяющим.

Одним из методов описания надежности технологических схем проходки, оценки и повышения их безотказной работы является метод математического моделирования, пригодный для описания надежности при любых способах проведения выработок.

Представим технологию проходки как сложную систему из j элементов ($j= 1, 2, k, \dots, n$). В качестве элементов могут быть приняты машины и механизмы для бурения шпуров, погрузочные машины, электровозы, вентиляторы, схемы обмена вагонеток, число смен в сутки, система оплаты труда, горно-геологические условия и т.п. Выбор элементов производится в прямой зависимости от конкретных условий проходки, целей исследования с тем, чтобы конечные результаты были практически удобны для применения.

Элементы системы соединяются в сеть-граф $G(\mathcal{E}_j)$, где \mathcal{E}_j – множество дуг графа [1]. Все дуги в соответствии с технологической схемой проходки соединяются между собой таким образом, что параллельные дуги отображают независимую работу цепи, а последовательные – зависимую (рис.). И конкретно наиболее вероятными элементами системы могут быть:

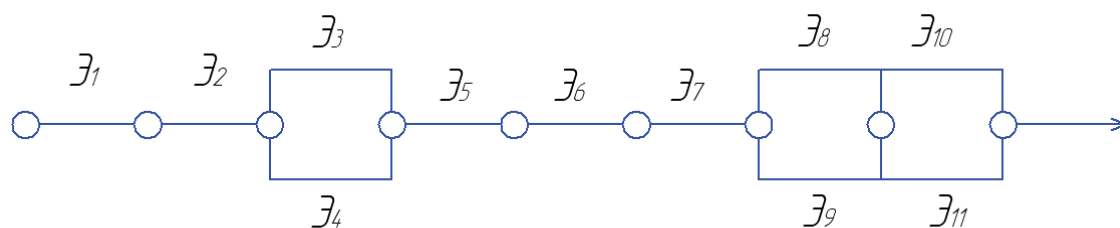


Рис. Граф надежности $G(\mathcal{E}_j)$, где \mathcal{E}_1 – наличие электроэнергии; \mathcal{E}_2 – наличие сжатого воздуха; \mathcal{E}_3 – процесс бурения; \mathcal{E}_4 – крепление; \mathcal{E}_5 – зарядка и взрывание; \mathcal{E}_6 – проветривание; \mathcal{E}_7 – работа электровоза; \mathcal{E}_8 – погрузка и обмен; \mathcal{E}_9 – наличие порожняка; \mathcal{E}_{10} – вспомогательная работа; \mathcal{E}_{11} – настилка временных путей.

На графе 11 дуг, отображающих взаимосвязанные элементы и технологические процессы. Каждая дуга оценивается функцией распределения плотности вероятностей отказов ($P_j(t)$, $j=1, 2, k, \dots, n$).

Исследования [2] показали, что функция $P_j(t)$ может быть представлена в виде экспоненциального закона распределения плотности вероятностей безотказной работы элементов технологической сети:

$$P_j(t) = 1 - \alpha_j e^{\beta_j t}. \quad (1)$$

Функция (1) получается путем статистической обработки частоты отказов элементов \mathcal{E}_j за наблюдаемый промежуток времени $[0, t]$.

При переборе дуг от \mathcal{E}_I до \mathcal{E}_{II} на пути η_j , основываясь на гипотезе независимости случайных величин, можно записать вероятность безотказной работы технологической схемы в виде произведения по всем дугам путей η_j :

$$P_{\eta_j} = P_1 \cdot P_2 \cdot \dots \cdot P_k = \prod_{j=1}^k P_j. \quad (2)$$

Для технологической сети, представленной на рис. 1, эти пути следующие:

$$\eta_1 = (\mathcal{E}_1 \mathcal{E}_2 \mathcal{E}_3 \mathcal{E}_5 \mathcal{E}_6 \mathcal{E}_7 \mathcal{E}_8 \mathcal{E}_{10}),$$

$$\dots\dots\dots$$

$$\eta_8 = (\mathcal{E}_1 \mathcal{E}_2 \mathcal{E}_4 \mathcal{E}_5 \mathcal{E}_6 \mathcal{E}_7 \mathcal{E}_9 \mathcal{E}_{11}).$$

В результате имеем 8 значений оценки надежности технологической схемы проведения горноразведочной выработки: $P_{\eta_1} = 0,535, P_{\eta_2} = 0,528, P_{\eta_3} = 0,518, P_{\eta_4} = 0,512, P_{\eta_5} = 0,51, P_{\eta_6} = 0,54, P_{\eta_7} = 0,521, P_{\eta_8} = 0,529$.

Пусть $\eta_{j\min} = \min(P_i, \dots, P_k)$ будет предельно минимальной оценкой надежности из всех путей проходки, а путь $\eta_{j\max} = \max(P_i, \dots, P_k)$ будет давать возможное наличие резерва в повышении надежности технологической цепи на величину $\Delta p = P_{\eta_j \max} - P_{\eta_j \min}$ при условии, что более повысить надежность на пути $\eta_{j\max}$ невозможно.

Так, выбрав элементы \mathcal{E}_j с низкой вероятностью безотказной работы (табл. 1), принимаем меры по повышению их надежности [4]. Новая оценка $P_{\eta_j}' > P_{\eta_j}$, и это повышение можно довести до уровня $P_{\eta_j \max}$, который и будет новой оценкой надежности этого пути.

Для проверки модели надежности собран статистический материал за 7,6 мес., за этот период отработано 4788 чел.-ч по Магианской ГРЭ. При этом затраты времени на операции технологического цикла составляют: погрузка горной породы. (\mathcal{E}_8) – 1180 ч; откатка горной породы (\mathcal{E}_9) – 702 ч; настилка путей вспомогательными рабочими (\mathcal{E}_{11}) – 540 ч; бурение шпуров (\mathcal{E}_3) – 1252 ч; зарядание и взрывание (\mathcal{E}_5) – 270 ч; проветривание (\mathcal{E}_6) – 250 ч; вспомогательные работы (\mathcal{E}_{10}) – 324ч.

Потери рабочего времени составили по Магианской ГРЭ в среднем 22% или 1053 ч, в том числе: из-за отсутствия сжатого воздуха, электроэнергии – 311 ч, материалов – 105 ч, из-за неисправности оборудования – 242 ч, из-за отсутствия транспорта – 134 ч, из-за поломки буров, коронок – 37 ч, из-за постановки сошедших с рельсов вагонеток – 56 ч, прочие условия – 169 ч.

В таблице приведены численные значения вероятности безотказной работы элементов технологической цепи.

Таблица

Вероятности безотказной работы элементов технологической цепи

Э _j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P _j	0,94	0,94	0,99	0,98	0,85	0,92	0,95	0,97	0,98	0,85	0,84

Анализируя таблицу, видим, что наибольшие потери времени происходят при проведении вспомогательных работ, погрузке и обмене вагонеток, неисправности оборудования, внутрисменных простоях, возникающих главным образом по организационно-техническим причинам – надежность этих элементов технологической цепи низкая. Есть резервы её повышения: так, по элементу Э₉ – вспомогательные работы – надежность цепи можно значительно улучшить, если бригаду освободить от непроизводительного труда (заправка батарей электровоза, доставка рельсов, труб, ремонт перфораторов); по элементу Э₅ – путем применения более совершенных конструкций призабойных путей, применения более совершенных схем обмена вагонеток (перегрузатели, вагоноперестановщики), по элементу Э₆ – повысить надежность можно, не производя особых затрат, обеспечив забой определенными запасными частями, улучшив работу ремонтной службы. Эффективны меры по упорядочению снабжения и созданию необходимого запаса наиболее часто выходящих из строя запасных частей к основному оборудованию, улучшению культуры производства, исключению перебоев в снабжении электроэнергией, сжатым воздухом.

Расчеты показывают, что в условиях Магианской ГРЭ, управляя только организационными факторами на научной основе, без дополнительных капитальных вложений можно увеличить

производительность труда до 29 %. Таким образом, использованный метод оценки надежности технологических схем позволяет выявить поэлементно организационные, технологические и технические резервы повышения эффективности проходки и влиять на технико-экономические показатели в целом.

Литература

1. Вентцель Е.С. Исследование операций: задачи, принципы, методология. – М.: Наука, 1988. – 208 с.
2. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Высш. шк., 2003. – 479 с.
3. Горные машины и проведение горно-разведочных выработок: учебник / В.Г. Лукьянов, В.Г. Крец: Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2014. – 342 с.
4. Рогинский В.М. Надежность технологических систем и резервирование оборудования на подземных горноразведочных работах // Разведка и охрана недр. – М.: 1975. – №5. – С. 34 – 38.

ИССЛЕДОВАНИЕ УСАДКИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБЛЕГЧАЮЩИХ ДОБАВОК

П.С. Куликов

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Актуальность работы обусловлена бурением скважин в сложных геологических условиях. В процессе строительства которых зачастую возникают проблемы (недоподъем цемента за колонной, поглощение цементного раствора, и т.д), связанные с использованием не правильно подобранных рецептур тампонажных растворов, которые в полной мере не удовлетворяют геологическим требованиям.

В большинстве случаев при использовании облегчающих добавок удается добиться требуемой плотности тампонажного раствора, однако, появляются новые проблемы, связанные с использованием облегчающих добавок. В качестве примера можно привести некачественную усадку тампонажного раствора в заколонном пространстве. Для лучшего

понимания процесса усадки цемента, необходимо понимать каким образом облегчающие добавка взаимодействует вместе с цементом. Рассмотрим основные характеристики облегчающих добавок.

Вермикулит - минерал из группы гидрослюд, имеющих слоистую структуру. Представляет собой крупные пластинчатые кристаллы золотисто-жёлтого или бурого цвета. Под воздействием термической обработки (при нагревании до 400-1000°С) вермикулит расслаивается на червеобразные частицы, вспучивается, увеличивается в объеме 15-25 раз. При добавлении в тампонажный раствор имеет тенденцию к всплытию, при большой концентрации вермикулита, в тампонажном растворе, приводит к коагуляции, и трудностям при продавках, становится слаборастекаем.

Трепел - рыхлая или слабо сцементированная, лёгкая, тонкопористая опаловая осадочная горная порода. Имеет цвет от белого и сероватого до тёмно-серого, бурого, красного и чёрного. Плотность трепела заменяется от 1,2 до 2,5 г/см³, имеет слабую гигроскопичность. При добавлении в цементный раствор имеет тенденцию к всплытию, при большом давлении имеется высокая предрасположенность к схлопыванию.

Алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ) - стеклокристаллические алюмосиликатные шарики, образующиеся при высокотемпературном факельном сжигании угля. Представляют собой полые, силикатные шарики с гладкой поверхностью, диаметром от 10 до нескольких сотен микрометров, в среднем около 100 мкм. Плотность материала стенок частиц - 2,5г/см³. АСПМ отличают низкая плотность, высокая механическая прочность, химическая инертность, термостойкость, низкая теплопроводность. При добавлении в цементный раствор имеет тенденцию к всплытию и пенообразованию.

Придя к выводу, что современные облегчающие добавки позволяют в той или иной мере снизить плотность тампонажного раствора, было принято решение сделать ряд испытаний по усадке цементного камня тампонажных растворов с применением облегчающих добавок. Показатель усадки цементного камня можно косвенно назвать параметром качества цементажа скважины, который несет информацию о том, насколько сильно может осесть тампонажный раствор от устья при образовании цементного камня и как следствие вероятность обуславливать появление межколонного давления, заколонных перетоков и т.д.

В качестве приборов измеряющего усадку цементного материала использовался ультразвуковой анализатор цемента VCED OFITE рисунок 1. Система Измерения Объемного Расширения Цемента (VCED), производства компании OFITE. Эта Система позволяет непрерывно измерять расширение или усадку образца цемента в условиях высоких температур и давлений.[1,3,5].



Рис. 1- Ультразвуковой анализатор цемента (внешний вид)

Для проведения экспериментов были использованы рецептуры для облученных тампонажных материалов приготовленные с использованием цемента ПЦТ-I-100. Составы тампонажных материалов были подобраны таким образом, чтобы параметры тампонажных растворов при использовании озвученных добавок соответствовали параметра Об-5 предъявляемые требованиям ГОСТ 1581-96. Так же был проанализирован образец тампонажного материала из чистого ПЦТ-I-100 без добавления облегчающих добавок. Полученные результаты представлены в таблице 1.[3,5]

Таблица 1

Параметры цементного теста полученного для исследования усадки

№	Состав тампонажного материала	Плотность гр/см ³	Водоотделение, мл	Растекаемость, мм	Прочность на изгиб
1	ПЦТ-I -100 чистый	7,83	6.5	250	7,5
2	ПЦТ-I -100 + вермикулит	1.53	0	200	2,85
3	ПЦТ-I -100 + АСПМ	1.53	0	210	3,2
4	ПЦТ-I -100 + Трепел	1.53	0	203	3,33

После подбора рецептуры следующим этапом было исследование линейной усадки полученного тампонажного материала. Для этого образцы тампонажного раствора полученные из цементного теста были залиты в прессформы, на период ОЗЦ длительностью 48 часов, после чего извлеченные образцы визуально сравнивались на предмет усадки цементного камня, полученные результаты представлены на рисунке 2.

Визуально видно, что наибольший эффект линейного расширения имеет образец с добавлением вермикулита вспученного, при сравнении с другими образцами. После визуального определения

линейной усадки цементного камня, следующим шагом было исследование усадки с помощью ультразвукового анализатора цементов в атмосферных условиях. Проба подготавливалась следующим образом: в испытательную ячейку - автоклав состоящую из цилиндрического корпуса, помещалось цементное тесто. В верхнюю и нижнюю крышки испытательной ячейки устанавливаются датчики-преобразователи. Собранный образец с цементным раствором устанавливается в нагревательную рубашку прибора. Задаются требуемые температура и давление, имитирующие условия внутри скважины (в случае необходимости). Работой нагревательного элемента управляет программируемый температурный контроллер, позволяющий задавать различные температурные профили. Давление в ячейке создается водой при помощи насоса высокого давления с пневматическим приводом и контролируется регуляторами давления и противодействия.

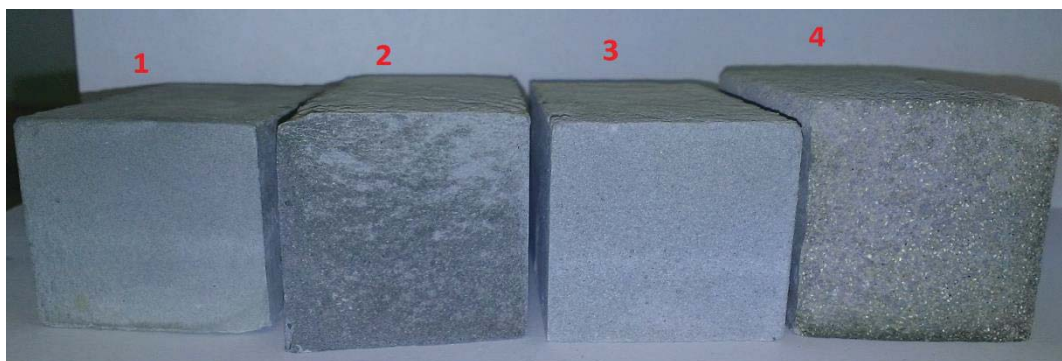


Рис. 2. Результаты усадки цементного камня (с лево направо): 1 - ПЦТ-I -100 чистый; 2 - ПЦТ-I -100 с трепелом; 3 - ПЦТ-I -100 с АСПМ; 4 - ПЦТ-I -100 с вермикулитом вспученным

Результаты экспериментов, полученные с помощью ультразвукового анализатора цемента представлены на рисунке 3 и в таблице 2.

Таблица 2

Результаты усадки цементного камня при атмосферных условиях

Состав тампонажного материала	Усадка, %
ПЦТ-I -100 чистый	3,82
ПЦТ-I -100 + вермикулит	2,43
ПЦТ-I -100 + АСПМ	4,28
ПЦТ-I -100 + Трепел	4,25

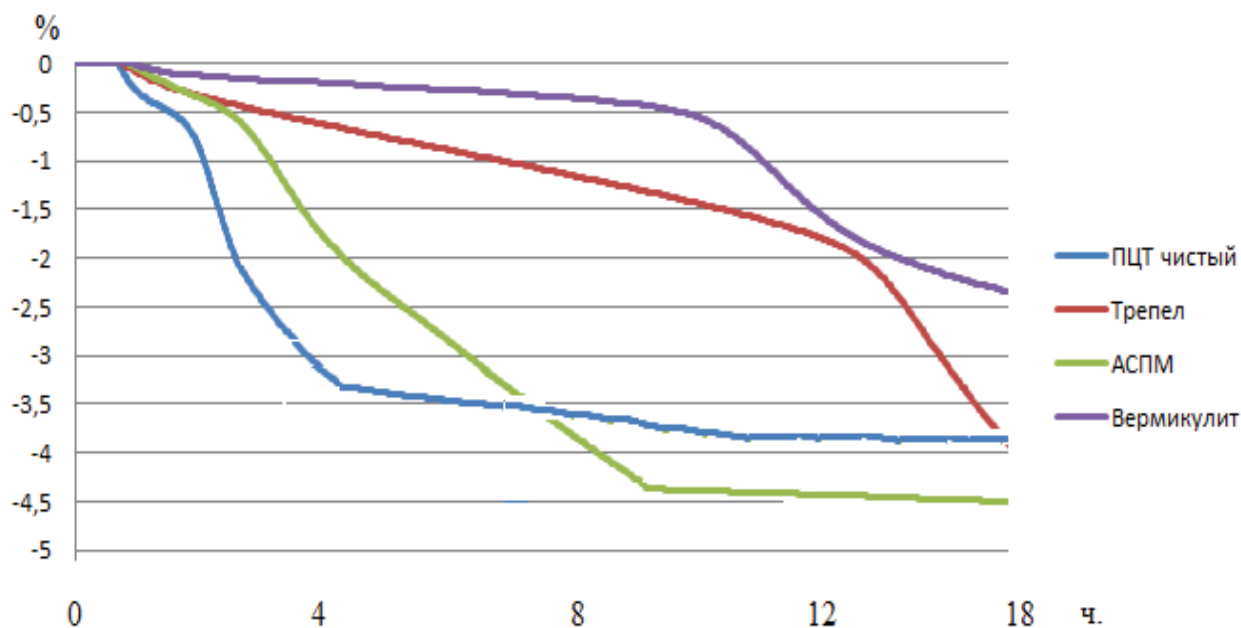


Рис. 3. Результаты усадки цементного камня полученного с помощью ультразвукового анализатора цемента в атмосферных условиях (давление 150 psi; $t=35^{\circ}\text{C}$)

Значения усадки тампонажного материала, полученные в ходе выполнения эксперимента, показывают, что наиболее низкое значение усадки получается из тампонажного материала с вермикулитом вспученный по сравнению с другими облегчающими добавками.

Окончательным этапом в определении усадки цементного камня было имитирование усадки в условиях приближенным к скважинным. В качестве задаваемых параметров выступали давление и температура. Значение температуры было выбрано исходя из среднестатистических значений, забойных температур равной 75°C , давление выбиралось равное среднестатистическом значению пластового давления

продуктивных горизонтов по западной Сибири. Полученные результаты представлены в таблице 3 и на рисунке 4.

Таблица 3

Результаты усадки цементного камня при имитировании скважинных условий

Состав тампонажного материала	Усадка, %
ПЦТ-I -100 чистый	4,3
ПЦТ-I -100 + вермикулит	2,6
ПЦТ-I -100 + АСПМ	5,5
ПЦТ-I -100 + Трепел	5,3

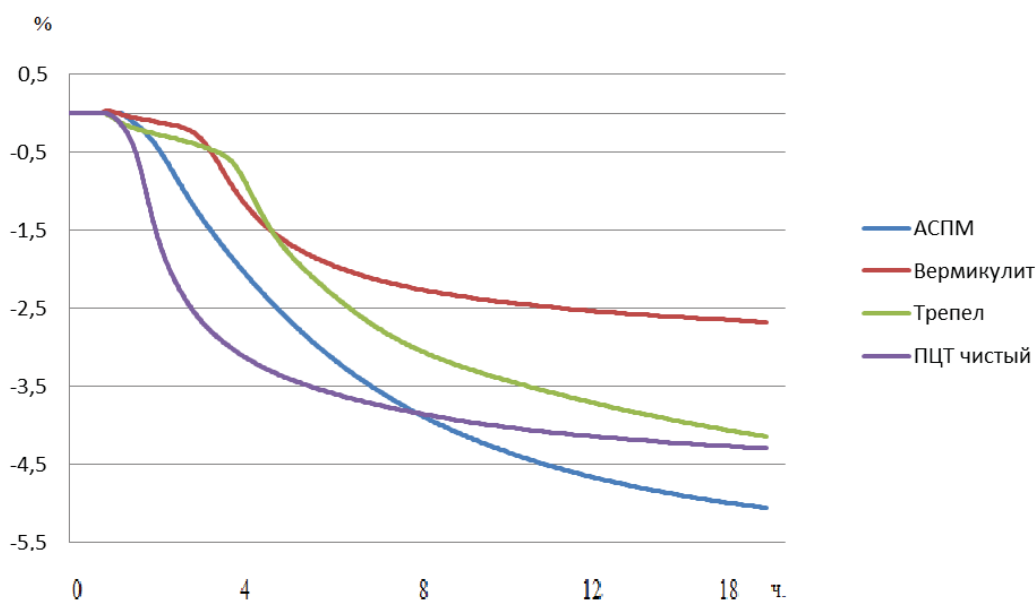


Рис. 4. Усадки цементного камня полученного с помощью ультразвукового анализатора цемента в условиях приближенных к пластовым (давление 3000 psi; t-75°C)

Полученные результаты показывают, что во всех трех случаях определения усадки образцы с использованием вермикулита вспученного показали наилучшие результаты усадки цементного камня.

В случае использования АСПМ и Трепела не наблюдалось значительных расхождений в значениях при атмосферных условиях

Увеличение усадки образца тампонажного материала с алюмосиликатными полыми микросферами (АСПМ), наблюдалась как при имитировании пластовых условий и. Данное явление можно объяснить процессом разрушения микросферы (эффект схлопывания) из-за высоко давления.

Так же следует отметить тот факт, что в процессе измерения усадки тампонажного раствора образцов с вермикулитом вспученным, с постоянной периодичностью наблюдалось всплытие вермикулита на поверхность. Этот факт позволяет сделать предварительный вывод, что при использовании вермикулита вспученного необходимо вводить хим. реагенты позволяющие связывать свободную воду для равномерного распределения вермикулита вспученного по всему объему тампонажного раствора.

Литература

1. ГОСТ 12865-67 Вермикулит вспученный
2. ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные технические условия
3. ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные методы испытаний
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы; Недра, 1987. - 280с.
5. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси; Недра, 1987. - 242с
6. Instruction manual Recording Atmospheric Consistimeter OFFITE, 2011. - 63p.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕР-ТОРФОЩЕЛОЧНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ

Д.С. Леонтьев

Научный руководитель профессор А.В. Кустышев
*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень,
Россия*

В процессе бурения скважин, особенно в глинистых породах, нередко наблюдаются различные осложнения. Несмотря на накопленный опыт бурения в различных горно-геологических условиях, затраты на борьбу с осложнениями при проводке скважин остаются

значительными (до 7-10 %), что обусловлено усложнением условий бурения, увеличением числа наклонных и горизонтальных скважин. На ликвидацию осложнений, связанных с неустойчивостью горных пород при бурении, затрачивается более 50 % аварийного времени. Возникающие при этом осложнения труднее прогнозировать и предотвращать без применения физико-химических методов взаимодействия промывочной жидкости с горной породой.

Осыпи и обвалы стенок скважин, в основном, происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. Это объясняется тем, что в процессе бурения происходит увлажнение их фильтратом бурового раствора, что в конечном итоге снижает предел прочности этих пород. Обвалам чаще всего способствует набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в буровых промывочных жидкостях, в горизонты, сложенных уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению на забой.

При проектировании и строительстве эксплуатационных или разведочных скважин обычно стремятся учесть влияние набухания глинистых пород на ход и результаты бурения. При этом важно заранее иметь данные прямых экспериментальных оценок набухаемости образцов разбуриваемой породы в средах предлагаемых буровых растворов.

Торф, представляющий собой отложения органического происхождения, является экологически чистым материалом, достаточно дешевым, весьма доступным и при этом обладает свойствами, позволяющими получать высококачественные буровые растворы при минимальных расходах химических реагентов из числа наименее

токсичных, т.е. является достойной заменой традиционно используемым глинистым материалам.

Торфяные буровые растворы экологически безвредны, легко очищаются от шлама, после использования они могут применяться для рекультивации нарушенных земель как в виде растворов, так и образовавшихся неиспользованных остатков торфа на скважинах.

В состав торфа входит целый комплекс веществ, весьма ценных с позиций буровых растворов. Это гуминовая кислота, гемицеллюлоза, крахмал и пектиновые вещества, битумы, лигнин и др. Гуматные реагенты из торфа уже используются для регулирования свойств буровых растворов в связи с их доступностью, низкой стоимостью исходного сырья и простотой приготовления.

При бурении скважин применяются безглинистые буровые растворы, приготовленные путем обработки водной торфяной суспензии щелочными агентами, в качестве которых используются гидроксиды, карбонаты, силикаты щелочных металлов. Недостатком таких трехкомпонентных растворов (торф-вода-щелочной реагент) является высокая фильтрация и низкая технологичность получаемой системы. Применение таких растворов ограничено интервалами, сложенными рыхлыми поглощающими породами.

В буровой практике применяется раствор, в котором торфощелочная суспензия, с целью снижения вязкости, статического напряжения сдвига в условиях полиминеральной агрессии, содержит следующие ингредиенты (% масс.): гуматосодержащее вещество – 4-8; щелочной электролит – 0,2-1,5; гелеобразователь – 1-3; органический стабилизатор – 0,1-1; ингибитор – 1-4; вода – остальное. Недостатком такого раствора является низкая флокулирующая способность и, несмотря на наличие в составе ингибитора, неудовлетворительные

ингибирующие свойства при применении для разбуривания интервалов, сложенных глинистыми породами. Следствием указанных недостатков является нарушение устойчивости ствола скважины, обогащение бурового раствора частицами шлама, в том числе мелкодисперсными, что в конечном итоге приводит к изменению структурно-механических параметров.

Зачастую используется буровой раствор, содержащий торфощелочной реагент, полиакриламид (ПАА), водорастворимый метасиликат, поверхностно-активное вещество (ПАВ) и воду, в котором с целью уменьшения структурной вязкости в качестве ПАВ используется сульфанол или ОП-10. Недостатком раствора является высокое пенообразование при приготовлении, что снижает удельный вес раствора.

Наиболее оптимальным для рассматриваемых геолого-климатических условий является безглинистый буровой раствор, содержащий торф, щелочной модификатор, ингибитор, флокулянт и воду. В качестве щелочного модификатора применяется калийносодержащий щелочной реагент, в качестве ингибитора - хлористый калий, в качестве флокулянта - полиакриламид (ПАА) при следующем соотношении компонентов, %, масс: торф – 5-7; калийносодержащий щелочной модификатор 0,5-1,5; хлористый калий 1-3; ПАА – 0,002-0,004; вода – остальное.

Тем не менее, данный раствор также имеет недостатки, главным из которых является его высокое пенообразование. Несмотря на наличие в составе ингибитора и ПАА отмечаются неудовлетворительные ингибирующие свойства при применении для разбуривания интервалов, сложенных глинистыми породами.

Для повышения надежности бурения скважин в горных породах, сложенных глинистыми породами, необходим новый буровой раствор. Одним из путей решения поставленной перед авторами задачи является разработка полимер-торфощелочного бурового раствора, обладающего высокими ингибирующими свойствами по отношению к глинистым породам и невысоким пенообразованием.

Авторами на основании проведенных исследований предлагается состав, включающий торф, щелочной модификатор, ингибитор, флокулянт и воду. В отличие от прототипа он дополнительно содержит понизитель водоотдачи и пеногаситель, причем в качестве понизителя водоотдачи применяется полимер Polydia, а в качестве реагента снижения пенообразования пеногаситель Могутов МАС-2000.

Полимер Polydia, используемый в качестве понизителя водоотдачи, представляет собой порошок модифицированного полиакриламида низкой молекулярной массы с низкой плотностью анионного заряда от белого до кремового цвета. Предназначен для использования в технологических операциях по повышению нефтеотдачи пласта, выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, для модификации проницаемости порового коллектора.

Полимер Polydia выступает и в роли флокулянта, необходимого для стабилизации набухающих в воде глин.

Флокулянт воздействует на частицы твердой фазы без изменения электрических свойств, образуя мостики из макромолекул полимера между частицами твердой фазы за счет адсорбционных сил.

Флокулянт – это в большинстве случаев водорастворимые полимеры с большой молекулярной массой, имеющие анионный, катионный или нейтральный заряд как природного, так и

искусственного происхождения. Не все полимеры могут быть эффективными флокулянтами. Это зависит от химического состава макромолекул, наличия и числа ионогенных групп в нем, активность которых зависит даже от структуры и электрического заряда поверхности частиц флокулируемой твердой фазы. При определенном сочетании этих и других факторов могут возникать достаточно прочные мостиковые связи полимера и частиц твердой фазы, образуя совместные агломераты. Непременным условием флокуляции является возможность адсорбции уже закрепленных макромолекул на свободной поверхности других частиц.

Продукт МАС-2000 используется для обработки буровых растворов, физико-химические свойства которого позволяют использовать его в качестве пеногасителя водных растворов и стабилизатора растворов на углеводной основе. Пеногаситель не растворяется в водных и углеводных средах, сохраняет технологические свойства в диапазоне температур от 40 до 250°C.

Механизм пеногашения базируется на эффекте присоединения гидрофобной частью реагента воздушных глобул, содействия их коалесценции, укрупнению и флотации на поверхность. После разрушения пузырьков воздуха на поверхности, частичка пеногасителя, не теряя активности, снова включается в работу. Многократное использование каждой частицы обуславливает незначительные потери реагента.

Непосредственно в полевых условиях при выполнении буровых работ на базе порошкового реагента МАС-2000 можно приготовить пеногаситель буровых растворов, водостойкие смазки, моющие средства для обезжиривания деталей машин и механизмов, очистить воду от нефтепродуктов. Этот реагент целесообразно использовать также для

пеногашения в процессах производства целлюлозно-бумажной промышленности и в технологии очистки промышленных сточных вод в нефтеперерабатывающей промышленности.

Торф используется в буровом растворе в качестве органической дисперсной фазы.

Как известно дисперсная фаза чаще всего представлена твердыми веществами. Коллоидные частицы в дисперсной системе играют важнейшую роль в получении стабильной коллоидной системы.

Как уже было отмечено торф, представляющий собой углеродистое вещество, образуется путем длительного разложения в болотах, без доступа воздуха, растительных остатков: мхов, тростниковых и осоковых растений, третичных, хвойных и лиственных лесов.

В предлагаемом составе применяется верховой очищенный торф с влажностью 60 %, в качестве щелочного модификатора используется КОН (гидроксид калия). При его использовании происходит омыление частиц торфа и обогащение водной фазы безглинистого раствора ионами калия.

Дополнительное обогащение раствора калий-ионами происходит при введении хлористого калия (KCl). Сочетание калийсодержащего щелочного модификатора с хлористым калием приводит к обогащению фильтрата бурового раствора ионами калия, активно способствующими подавлению процесса набухания и гидратации глинистых сланцев.

В нашем случае применялся КОН по ГОСТ 24363-80, который представляет собой белые чешуйки, гранулы чечевицеобразной формы или куски с кристаллической структурой на изломе; сильно гигроскопичен, хорошо растворим в воде и спирте; быстро поглощает из

воздуха углекислоту и воду и постепенно переходит в углекислый калий.

Калий хлористый применялся по ГОСТ 4568-95.

Для оценки эффективности предлагаемых составов была проведена серия экспериментов по определению показателя набухаемости глинистых образцов в среде исследуемых растворов. Экспериментальные работы проводились на установке продольного набухания глинистых брикетов компании OFITE.

Для изготовления брикетов был использован бентонитовый глинопорошок Зырянского месторождения Курганской области. Навески массой 15 г были помещены в компактор высокого давления, где под давлением 6000 psi (~ 41,3 МПа) и в течение 30 мин, были приготовлены образцы для исследований.

После приготовления образцы помещались в специальные цилиндры, в которые вводились исследуемые растворы, и выдерживали в течение 4-х часов.

Исследуемые составы торфощелочных растворов и результаты испытаний представлены на рис. 1 и в табл. 1.

Анализируя фактически полученные результаты, можно констатировать, что разрабатываемые растворы №№ 2, 3 и 4 показали высокие ингибирующие свойства по сравнению с раствором № 1, взятый за прототип.

Однако недостатком раствора № 2 является его повышенная условная вязкость, равная 2100 с. На наш взгляд, состав такого раствора в дальнейшем можно рекомендовать в качестве вязкоупругого состава (ВУС) при глушении нефтяных скважин. Условная вязкость растворов № 3 и № 4 равны 114 с и 30 с, соответственно.

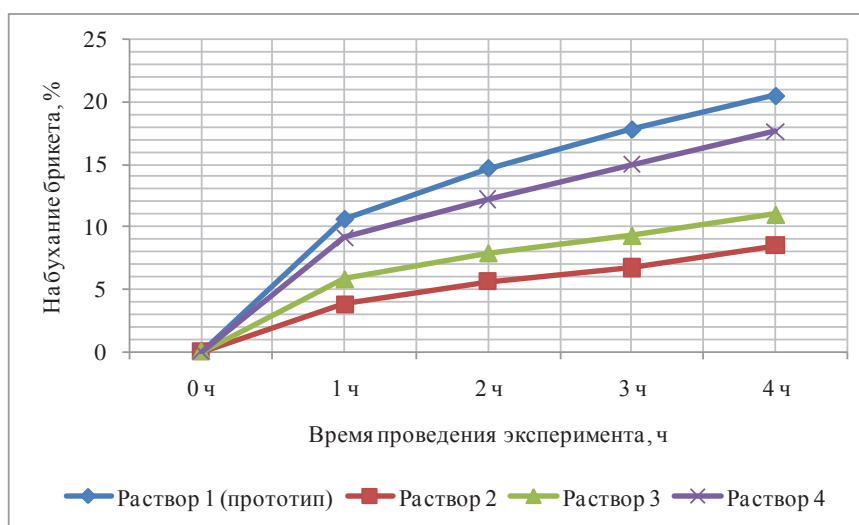


Рис.1 Результаты исследований

Таблица 1

**Исследуемые составы торфощелочных растворов
и результаты испытаний**

№ раствора	Торф, %	KOH, %	KCl, %	ПАА, %	Polydia, %	Пеногаситель, %	Вода, %	Набухание глинистого брикета, %				
								0 ч	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч
1	6	1	1	0,004	–	–	92	0	10,6	14,7	18	20,5
2	7	1	1	–	1	2	88	0	3,8	5,6	6,7	8,5
3	7	1	1	–	0,5	2	88,5	0	5,8	7,9	9,3	11
4	7	1	1	–	0,2	2	88,8	0	9,1	12,2	15	17,6

Далее по результатам исследований составлены уравнения зависимостей набухания брикетов в средах каждого торфощелочного раствора (рис. 2-5).

График зависимости раствора № 1 описывается полиномиальной функцией третьей степени $y=0,5083x^3-5,775x^2+24,017x-18,68$ при величине достоверной аппроксимации 0,9987.

График зависимости раствора № 2 описывается полиномиальной функцией третьей степени $y=0,225x^3-2,3607x^2+9,3143x-7,18$, величина достоверной аппроксимации равна 1.

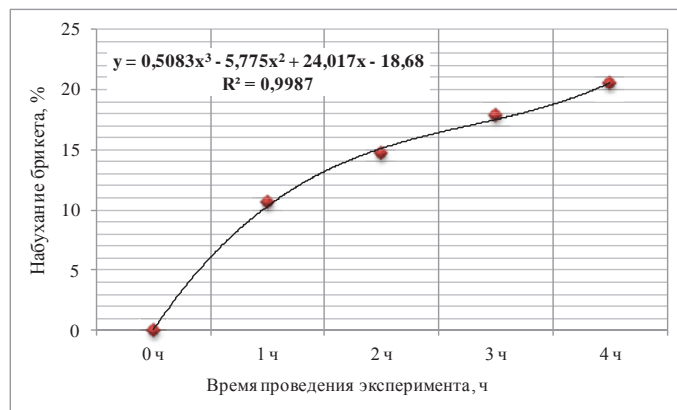


Рис.2 Уравнение зависимости набухания глинистого брикета в среде раствора № 1

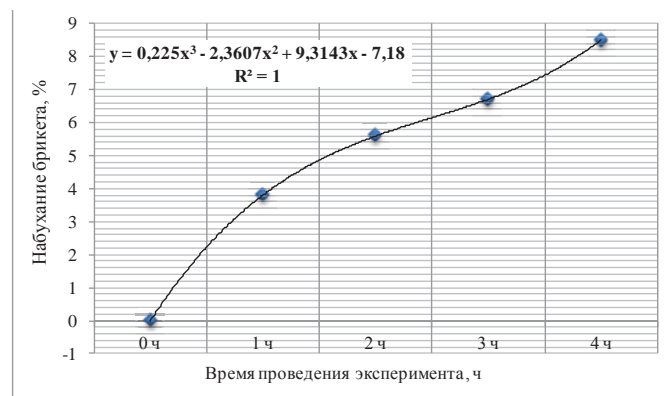


Рис.3 Уравнение зависимости набухания глинистого брикета в среде раствора № 2

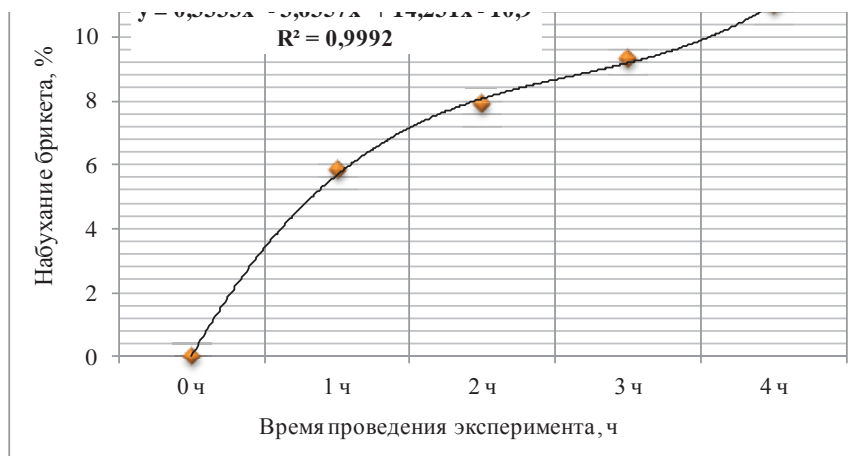


Рис.4 Уравнение зависимости набухания глинистого брикета в среде раствора № 3

График зависимости раствора № 3 описывается полиномиальной функцией третьей степени $y=0,3333x^3-3,6357x^2+14,231x-10,9$, при этом величина достоверной аппроксимации равна 0,9992.

График зависимости раствора № 4 описывается логарифмической функцией $y = 10,661\ln(x) + 0,5725$, величина достоверной аппроксимации $R^2 = 0,9904$.

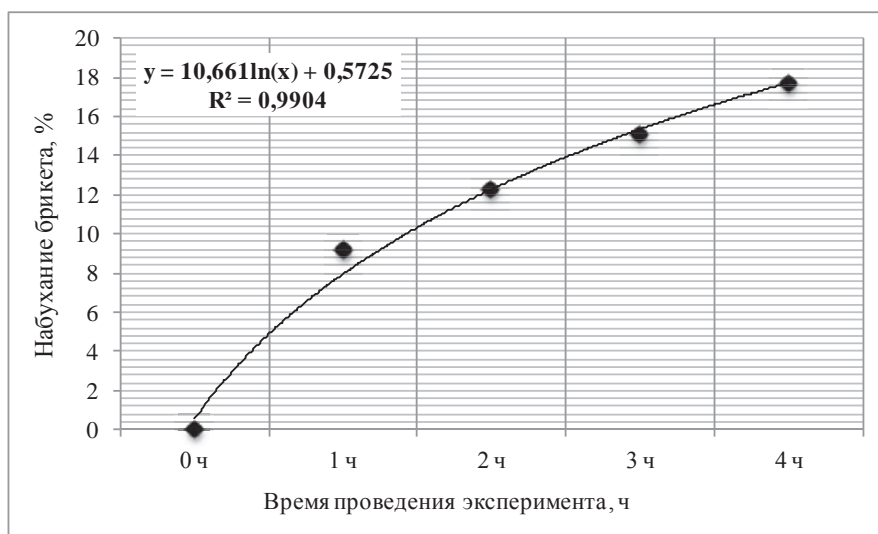


Рис.5 Уравнение зависимости набухания глинистого брикета в среде раствора № 4

Таким образом, анализируя полученные результаты и выводы исследований, при бурении нефтяных и газовых скважин в интервалах, сложенных глинистыми породами, можно рекомендовать безглинистый буровой раствор, содержащий торф, щелочной модификатор, ингибитор, пеногаситель, полимер Polydia и воду.

Такой раствор в отличие от прототипа отличается тем, что он дополнительно содержит пеногаситель, а в качестве реагента понизителя водоотдачи — полимер Polydia при следующем соотношении компонентов, %, масс.

– Торф

– 5-7;

– КОН	– 0,5-1,5;
– КС1	– 1-3;
– Пеногаситель	– 1-3;
– Полимер Polydia	– 0,1-0,5;
– Вода	– 85-92,4.

Литература

1. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения / Э.Г. агабальянц. – М.: Недра. 1982. – 184 с.
2. Городнов В.Д. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов, В.М. Тесленко, П.И. Колесников и др. – М.: Недра, 1971 г.
3. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 159 с.
4. Паус К.Ф. Буровые растворы / К.Ф. Паус. – М.: Недра, 1973 – 303 с.
5. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. Образования / Вадецкий Ю.В. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
6. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для ВУЗов /Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.
7. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. – М.: ООО «Недра», 2000. – 680 с.
8. Буровые растворы для осложненных условий / Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э. – М.: «Недра», 1988 г.
9. Патент на изобретение № 2102429, кл. С09К7/02, Анисимов А.А.; Воробьева Н.М.; Авдеева Н.Д.; Демидова О.В.; Захаров Б.И. Научно-исследовательский и проектный институт «СеверНИПИгаз», 1998 г.
10. А.С. 945163 СССР. С 09 К 7/02. Безглинистый буровой раствор / Р.Г. Ахмидиев, В.Б. Панов, О.И. Симонников (РФ).- № 2966514, заяв. 24.07.80; опубл. 23.07.82.

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА ПРИ КУСТОВОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Е.Л. Леушева, В.А. Моренов

*Национальный минерально-сырьевой университет "Горный",
г.Санкт-Петербург, Россия*

Бурение и освоение скважин на нефтяных и газовых месторождениях в условиях Севера отличается от традиционных работ

особым режимом энергоснабжения промышленных объектов. Нередко энергетические затраты на теплообеспечение промышленных установок, технологических и бытовых помещений в разы превышают расход энергии на непосредственное осуществление производственных операций. При разработке месторождений за Полярным кругом отопление потребителей должно производиться круглогодично, а в зимний период с повышенной интенсивностью и для большего количества объектов. За последние годы участились случаи внезапных перерывов в системе централизованного электроснабжения, выросли тарифы на электроэнергию, повысилась стоимость строительства линий электропередач, снизилось качество электроэнергии [1]. Более того, использование централизованной энергосистемы для обеспечения нужд производства в большинстве случаев экономически нецелесообразно в виду значительной удаленности вводимых объектов от существующих линий электропередач. Наиболее распространенным решением вопроса энергоснабжения объектов поискового и эксплуатационного бурения является использование локальных электротехнических комплексов на базе дизельных электростанций. Теплоснабжение осуществляется посредством использования теплоэлектронагревателей и индивидуальных печей, что способствует увеличению стоимости производимой энергии.

Вместе с тем, разработка нефтяных месторождений сопровождается значительными объемами добычи попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ - ценное сырье для нефтехимической отрасли и важный ресурс в энергетике, однако в большинстве случаев основная его часть сжигается на факелах. В то же время, введенные повышенные штрафы за сверхнормативное сжигание попутного нефтяного газа вынуждают нефтегазовые компании более рационально

подходить к вопросам его утилизации. В постановлении правительства Российской Федерации №7 от 8 января 2009 года "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках" требуемый уровень использования попутного нефтяного газа при разработке месторождений составляет 95%. Поэтому при кустовом способе разработки группы скважин для осуществления тепло- и электроснабжения целесообразно применять газовые энергогенерирующие установки, функционирующие на попутном нефтяном газе, получаемом от эксплуатируемых объектов.

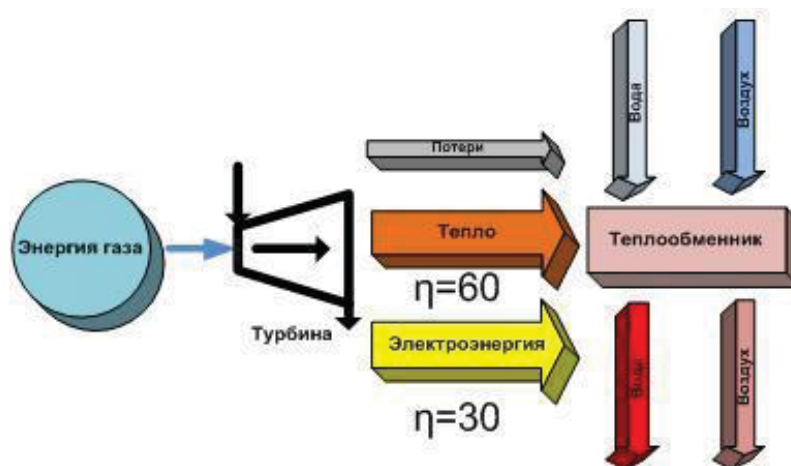


Рис.1 Схема процесса когенерации

Проведенные исследования буровых геологоразведочных работ в экстремальных условиях северо-восточных районов и Якутии [4] показали, что расход топлива на отопление здания буровой и буферной емкости для бурового раствора соответствует средней тепловой мощности 50-60 кВт, что обычно сопоставимо с количеством электрической энергии, затрачиваемой на работу бурового оборудования. При нефтяном и газовом бурении эти затраты много больше. Ввиду значительной тепловой нагрузки участка буровых работ целесообразно эксплуатировать газогенераторные установки в режиме

когенерации – одновременного производства электроэнергии и тепла (рис.1).

Для утилизации попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя возможно использовать газотурбинные установки или газопоршневые агрегаты. Опыт эксплуатации газотурбинных установок и газопоршневых агрегатов нефтяной компанией «Татнефть» показал, что газотурбинные установки обладают более высоким коэффициентом выработки тепловой энергии на 1 кВт произведенной электрической энергии, поэтому их применение является наиболее рациональным.

Тепловая мощность когенерации для газотурбинных установок может быть определена по формуле:

$$Q_{\text{ког}} = 2 \cdot n \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ти}} \cdot K_3 \cdot K_{\text{вг}} \quad (1)$$

Для газопоршневых агрегатов, соответственно:

$$Q_{\text{ког}} = 1,5 \cdot n \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ти}} \cdot K_3 \cdot K_{\text{вг}}, \quad (2)$$

где n – количество установок, находящихся в работоспособном состоянии;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность установки;

$K_{\text{ти}}$ – коэффициент технического использования;

K_3 – коэффициент загрузки по установкам;

$K_{\text{вг}}$ – коэффициент, учитывающий потери тепловой мощности с уходящими выхлопными газами.

Среди других достоинств газотурбинных установок в данных условиях можно широкий диапазон рабочих режимов, производительность, экологичность. Последней разработкой в области газотурбинных установок являются микрогазотурбинные электроагрегаты, работающие на горючем газе или на жидком топливе. Коэффициент полезного действия при генерации электричества таких

машин достигает 35 %, что сравнимо со значениями дизельных и газопоршневых машин [5].

В условиях низких температур атмосферного воздуха и высокой скорости ветра достаточное теплоснабжение необходимо как для обеспечения технологического процесса, а именно подогрева промывочной жидкости, так и для создания комфортных условий труда бригады бурильщиков. Одним из основных параметров теплового режима буровой вышки являются теплопотери. Конструкция бурового здания непосредственно влияет на количество тепла, рассеиваемого в окружающую среду. При эксплуатационном бурении применяют вышки высотой 53-54 м сборно-щитовой и каркасной конструкции. Отличительной чертой производства работ в условиях Крайнего Севера является обшивка буровой вышки по периметру слоем брезента или рубероида. В конструкциях присутствуют технологические отверстия, общая площадь которых обычно составляет около 2 м². Основание вышки выполнено в виде площадки 10x10 м, в передней и задней гранях вышек имеются ворота 10,5-12 м, состоящие из двух полураскосов. Ввиду данных структурных особенностей большая часть теплопотерь в здании буровой будет приходиться на инфильтрацию холодного воздуха через технологические проемы и отверстия, а также на потери теплоты через изолирующие конструкции.

Теплопотери через отдельные изолирующие конструкции определяются как [2,4]:

$$Q_{\text{очн}} = \sum_{i=1}^n (k_i F_i) (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot n_i \cdot 10^3, \quad (3)$$

где k_i – коэффициент теплопередачи ограждения, кВт/м²°С;

F_i – площадь отдельных ограждений, м²;

$t_{\text{вн}}$ – температура внутри помещения, °С;

$t_{\text{н}}$ – расчетная температура наружного воздуха, °С;

n_i – поправочный коэффициент к расчетной разности температур.

Потери на инфильтрацию холодного воздуха можно определить по формуле:

$$Q_{\text{ин}} = \sum_{i=1}^n l_i \cdot a \cdot m \cdot c(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) + \omega \cdot S \cdot \rho \cdot c(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}), \quad (4)$$

где l_i – протяженность i -той щели, м;

a – коэффициент, учитывающий время работы с открытыми технологическими проемами в течение смены. Если проемы открыты не более 15 мин в смену, величина теплопотерь определяется как инфильтрация через щели с введением коэффициента $a = 3$ [3];

m – количество воздуха, проникающего через 1 м длины проема, кг/с;

c – теплоемкость воздуха при температуре наружного воздуха, кДж/кг $^{\circ}$ С;

ρ – плотность воздуха при температуре наружного воздуха, кг/м 3 ;

ω – скорость потока воздуха, проникающего через технологические проемы, м/с;

S – площадь сечения технологических проемов, м 2 ;

$t_{\text{в}}, t_{\text{н}}$ – температура внутреннего и наружного воздуха, $^{\circ}$ С.

Значительное количество теплоты также требуется для поддержания рабочей температуры бурового раствора. Несоблюдение теплового режима циркуляции может привести к льдообразованию на стенках скважины и появлению ледяных пробок в элементах обвязки. Поэтому необходимо обеспечивать подогрев бурового раствора в буферной емкости с учетом температуры окружающей среды. Необходимая тепловая мощность будет определяться количеством теплопотерь буферной емкости с раствором. Потери теплоты в буферной емкости можно определить по формуле:

$$Q_{\text{бе}} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda(t_m - t_o)}{d_i}, \quad (5)$$

где λ – коэффициент теплопроводности материала емкости, Вт/м·К;

t_m – температура теплоносителя внутри емкости, °С;

t_o – температура окружающей среды, °С;

d – толщина i -той стенки емкости, м.

С учетом необходимой тепловой мощности для обеспечения функционирования бурового комплекса, возможно создание когенерационного энерготехнологического комплекса на базе микрогазотурбинных электроагрегатов, позволяющего обеспечить энергетические нагрузки потребителя и, в то же время, снизить себестоимость производства энергии. С учетом вышеизложенного была разработана схема энергоснабжения производственных объектов при кустовом бурении с утилизацией тепла выхлопных газов газотурбинной установки (рис. 2).

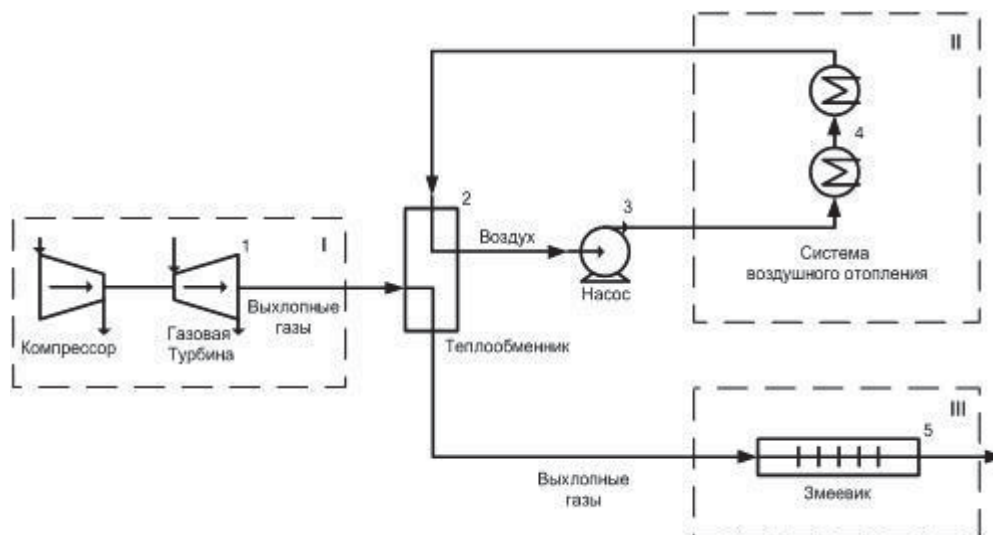


Рис.2 Принципиальная схема энергоснабжения производственных объектов

Схема энергоснабжения работает следующим образом. Микрогазотурбинный электроагрегат генерирует электрическую

энергию для питания оборудования буровой. Выхлопные газы газовой турбины 1, имеющие высокую температуру, попадают в теплообменник 2 и отдают часть своего температурного потенциала воздуху, циркулирующему в системе воздушного отопления 4 за счет насоса 3.

Нагретый воздух, попадая в здание буровой II, посредством конвекторов повышает температуру воздуха в рабочей зоне. Выхлопные газы после теплообменника, все еще имеющие достаточный температурный потенциал, попадают в змеевик 5, находящийся в буферной емкости III для бурового раствора, нагревая рабочий флюид.

Рассмотрим возможные теплопотери и потери на инфильтрацию холодного воздуха на примере буровой вышки ВБ-53-320, состоящей из девяти секций, с размерами верхнего основания 2х2 м, нижнего - 10х10 м. Обшивка рабочей зоны производится изолирующими панелями на высоту 12 метров от пола нижнего основания (что соответствует высоте приемных ворот). Для расчета возможных теплопотерь примем следующие значения параметров: температура наружного воздуха -20°C , при этом температура рабочей зоны для холодных условий должна составлять не менее $+10^{\circ}\text{C}$, скорость холодного воздуха, проникающего в рабочую зону 2 м/с, общая площадь технологических проемов 2 м². При определении теплопотерь емкости с раствором рассмотрим в качестве материала емкости углеродистую сталь (коэффициент теплопроводности 50 Вт/м·К) с толщиной стенки 7 мм.

Теплопотери через отдельные изолирующие конструкции (обшивка рабочей зоны), рассчитанные по формуле (3) составляют 40 кВт, потери на инфильтрацию холодного воздуха, формула (4) – 915 кВт, при расчете по формуле (5) получаем, что для емкости с раствором теплопотери составляют 300 кВт. Таким образом, сумма теплопотерь для буровой вышки и емкости равна 1255 кВт. При этом нужно

учитывать необходимость обогрева блока приготовления и очистки бурового раствора, различных технических, подсобных и жилых помещений. В связи с этим количество необходимой тепловой энергии может возрасти в 1,5 – 2 раза [4].

Суммарная мощность привода бурового оборудования при строительстве скважин малой глубины (до 2000 м) достигает 800 кВт, средней глубины (до 4500 м) 800-2000 кВт, глубоких и сверхглубоких (свыше 4500 м) 5000 кВт. Исходя из формул (1) и (2) можно сделать вывод, что на 1 кВт произведенной электроэнергии газопоршневые агрегаты вырабатывают 1,5 кВт тепловой энергии, а газотурбинные установки - 2 кВт. Так при использовании 6 микротурбин фирмы «Capstone» номинальной мощностью по 200 кВт, работающих на попутном нефтяном газе, генерируется более одного мегаватта электроэнергии и более двух мегаватт тепловой энергии, что достаточно для обеспечения процесса бурения при кустовом способе разработки месторождения.

Таким образом, попутный нефтяной газ может быть эффективно использован для повышения энергоэффективности процессов кустового бурения. Применение микротурбин позволяет создать автономный энерготехнологический комплекс для одновременного обеспечения электрических и тепловых нагрузок потребителей. При этом увеличивается эффективность преобразования первичного энергоносителя, уменьшается себестоимость производства энергии, повышается экологичность производства энергии. Коэффициент полезного действия при использовании электроагрегатов в когенерационном цикле может достигать 90%. Применение автономных когенерационных энергоагрегатов актуально для районов, удаленных от

линий централизованного электрообеспечения, при этом имеющих значительную потребность в тепловой энергии.

Литература

1. Игнатъев М. Самоэнергообеспечение становится одной из самых актуальных отраслевых задач // Нефтегазовая Вертикаль. – 2004. - №5. – С. 72-74.
2. Калинин А.Г. Разведочное бурение // Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Учеб.для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 748 с.
3. Лимитовский А.М. Электро- и теплоснабжение геологоразведочных работ // Лимитовский А.М., Марков А.Ю., Меркулов М.В. – М.: Недра, 1988
4. Лимитовский А.М. Энергообеспечение технологических потребителей геологоразведочных работ // Лимитовский А.М., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Учеб.пособие. – М.: ООО «ИПЦ “Маска”», 2008. – 135 с.
5. Пожидаев В.М. Микрогазотурбинные электроагрегаты - новое направление в малой энергетике // Академия энергетике. - 2005. - №4. - С. 26-33.

ОБ ОЦЕНКЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ТРЕХКОМПОНЕНТНЫМИ ФЕРРОЗОНДАМИ И АКСЕЛЕРОМЕТРАМИ

Д.Г. Миловзоров, Р.Р. Садрутдинов

Научный руководитель доцент Д.Г. Миловзоров

*Уфимский государственный авиационный технический университет,
ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа, Россия*

Инклинометрические системы (ИнС) используются для геофизических исследований скважин и предназначены для измерения комплекса угловых параметров пространственной ориентации траекторий нефтяных и газовых скважин. К измеряемым угловым параметрам относятся зенитный и визирный углы, а также магнитный азимут и угол магнитного наклона. Точность определения данных параметров зависит от нормируемых метрологических характеристик ИнС, которые определяются на этапах калибровки и метрологической аттестации ИнС. Исходя из полученных показателей устанавливается правомерность применения инклинометрических систем в эксплуатационных условиях. Тем не менее, при транспортировке

скважинной геофизической аппаратуры, которая сопровождается значительными механическими воздействиями, зачастую происходит изменение параметров и характеристик. Поэтому, предэксплуатационная проверка работоспособности ИнС имеет важное значение с точки зрения обеспечения метрологической надёжности аппаратуры. Современные инклинометрические системы основаны на применении жестко закрепленных в корпусе скважинного прибора трёхкомпонентных акселерометрических преобразователей зенитного и визирного углов и трехкомпонентных феррозондовых магнитометров [1]. Типовая схема расположения датчиков ИнС представлена на рис.

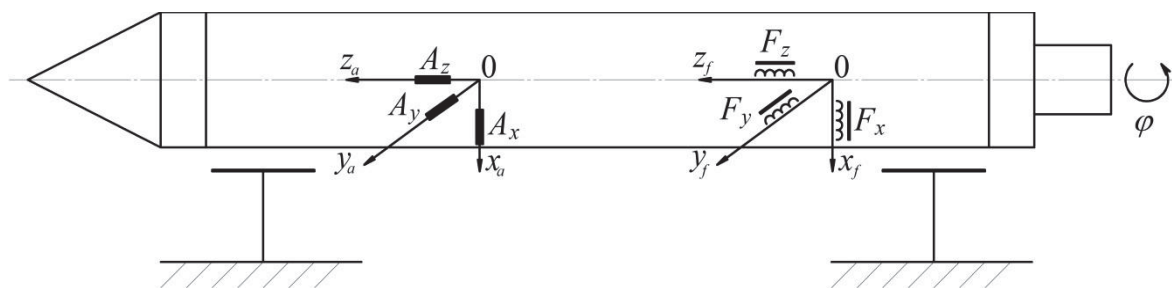


Рис. Схема расположения датчиков скважинного прибора ИнС
 A_x, A_y, A_z – акселерометрические преобразователи; F_x, F_y, F_z –
 феррозондовые преобразователи; x_a, y_a, z_a – оси чувствительности
 акселерометров; x_f, y_f, z_f – оси чувствительности феррозондов

В корпусе скважинного прибора ИнС установлены три акселерометрических преобразователя A_x, A_y, A_z и три феррозондовых преобразователя F_x, F_y, F_z , причём оси чувствительности феррозондов и акселерометров в идеальном случае ориентированы взаимно ортогонально и совпадают с осями ортонормированного базиса корпуса. При таких условиях искомые параметры пространственной ориентации скважинного прибора ИнС в скважине (магнитный азимут α , угол магнитного наклона ν , зенитный угол θ и визирный угол φ , а также и полный модуль вектора индукции геомагнитного поля T) определяются по известным базовым математическим моделям:

$$\left. \begin{aligned} G &= \sqrt{g_x^2 + g_y^2 + g_z^2} \\ \theta &= \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{g_x^2 + g_y^2}}{g_z} \\ \varphi &= \operatorname{arctg} \frac{-g_y}{g_x} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

$$\left. \begin{aligned} T &= \sqrt{t_x^2 + t_y^2 + t_z^2} \\ \nu &= \operatorname{arctg} \frac{t_z \cos \theta + \sin \theta (t_y \sin \varphi - t_x \cos \varphi)}{\sqrt{[t_x \sin \varphi + t_y \cos \varphi]^2 + [t_z \sin \theta + \cos \theta (t_x \cos \varphi - t_y \sin \varphi)]^2}} \\ \alpha &= \operatorname{arctg} \frac{-(t_x \sin \varphi + t_y \cos \varphi)}{t_z \cos \theta + \sin \theta (t_y \sin \varphi - t_x \cos \varphi)} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где G – полный модуль вектора ускорения свободного падения;

$g_{i(x,y,z)}$ – приведенные значения проекций ускорения свободного падения с акселерометров A_x, A_y, A_z на оси их чувствительности;

$t_{i(x,y,z)}$ – приведенные значения проекций напряженности геомагнитного поля с феррозондов F_x, F_y, F_z на оси их чувствительности.

Данные базовые математические модели являются решениями систем скалярных уравнений связи проекций $g_{i(x,y,z)}$ и $t_{i(x,y,z)}$ с трансцендентными функциями искомых углов α, θ и φ [1,2]:

$$\left. \begin{aligned} g_x &= -\cos \varphi \sin \theta \\ g_y &= \sin \varphi \sin \theta \\ g_z &= \cos \theta \end{aligned} \right\}; \quad (3)$$

$$\left. \begin{aligned} t_x &= -\sin\nu\sin\theta\cos\varphi + \cos\nu(\cos\theta\cos\alpha\cos\varphi - \sin\alpha\sin\varphi) \\ t_y &= \sin\nu\sin\theta\sin\varphi - \cos\nu(\cos\theta\cos\alpha\sin\varphi + \sin\alpha\cos\varphi) \\ t_z &= \sin\nu\cos\theta + \cos\nu\cos\alpha\sin\theta \end{aligned} \right\}. \quad (4)$$

Подробный анализ базовых математических моделей (1), (2) и выражений для измеряемых сигналов (3) и (4) позволяет сформулировать следующие утверждения.

- Модули векторов G и T являются величинами постоянными, не зависящими от пространственной ориентации корпуса ИнС, т.е. $G \rightarrow \text{const}$; $T \rightarrow \text{const}$.

- При определенном положении в пространстве корпуса скважинного прибора ИнС (т.е. при $\theta \rightarrow \text{const}$; $\alpha \rightarrow \text{const}$) значения измеряемых сигналов g_z с акселерометра A_z и t_z с феррозонда F_z , оси чувствительности которых расположены вдоль продольной оси корпуса (рис.), не зависят от поворота корпуса на визирные углы $\varphi = (0 \dots 360)^\circ$ и имеют постоянные значения, т.е. $g_z \rightarrow \text{const}$; $t_z \rightarrow \text{const}$.

- При фиксированных значениях θ и α и поворотах корпуса скважинного прибора ИнС вокруг продольной оси на различные углы $\varphi = (0 \dots 360)^\circ$ определяемые углы $\theta_{\text{опр}}$ (1), $\alpha_{\text{опр}}$ и $\nu_{\text{опр}}$ (2) представляются величинами постоянными, т.е. $\theta_{\text{опр}} \rightarrow \text{const}$; $\alpha_{\text{опр}} \rightarrow \text{const}$; $\nu_{\text{опр}} \rightarrow \text{const}$. Причем вычисляемый угол магнитного наклона $\nu_{\text{опр}}$ является инвариантным по отношению ко всем трем углам пространственной ориентации корпуса ИнС.

- Изменяемые сигналы g_x , g_y с акселерометров A_x , A_y и t_x , t_y с феррозондов F_x , F_y имеют соответственно синусные и косинусные зависимости от визирного угла φ при $\theta \rightarrow \text{const}$; $\alpha \rightarrow \text{const}$; $\varphi = (0 \dots 360)^\circ$.

Представленные выше утверждения составляют фундаментальную основу предлагаемой методики оценки работоспособности ИнС, которая включает в себя следующие основные этапы.

1. Задают произвольное фиксированное пространственное положение корпуса скважинного прибора ИнС: $\theta = \theta_0$; $\alpha = \alpha_0$.

2. Последовательно задают конкретные значения визирного угла $\varphi_{устj}$ за счет фиксированных поворотов корпуса скважинного прибора ИнС вокруг продольной оси (рис.) по одному значению в каждом квадранте: $\varphi_{уст1} \in (0 \dots 90)^\circ$; $\varphi_{уст2} \in (91 \dots 180)^\circ$; $\varphi_{уст3} \in (181 \dots 270)^\circ$; $\varphi_{уст4} \in (271 \dots 359)^\circ$. Для каждого положения по визирному углу формируют массив измеренных значений сигналов с акселерометров $g_{i(x,y,z)j(1-4)}$ и феррозондов $t_{i(x,y,z)j(1-4)}$.

3. Выполняют оценку вариаций измеряемых сигналов $g_{zj(1-4)}$ с акселерометра A_z , зафиксированных в массиве и сравнивают их с заданным значением Δg_z :

$$\Delta g_{zj(1-4)} = g_{z\max} - g_{z\min}.$$

Если вариации $\Delta g_{zj(1-4)} \leq \Delta g_z$, то выполняют следующие этапы.

4. Вычисляют зенитные углы $\theta_{j(1-4)}$ и модули $G_{j(1-4)}$ по моделям (1), оценивают их вариации и сравнивают их с предельным нормированным значением погрешности определения зенитного угла $\Delta \theta$ и заданным значением ΔG соответственно:

$$\Delta \theta_{j(1-4)} = \theta_{\max} - \theta_{\min},$$

$$\Delta G_{j(1-4)} = G_{\max} - G_{\min}.$$

Если вариации $\Delta \theta_{j(1-4)} \leq \Delta \theta$ и вариации $\Delta G_{j(1-4)} \leq \Delta G$, то принимают решение о работоспособности блока акселерометрических датчиков и выполняют следующие этапы.

5. Выполняют оценку вариаций измеряемых сигналов $t_{zj(1-4)}$ с феррозонда F_z , зафиксированных в массиве и сравнивают их с априори заданным значением Δt_z :

$$\Delta t_{zj(1-4)} = t_{z\max} - t_{z\min}.$$

Если вариации $\Delta t_{zj(1-4)} \leq \Delta t_z$, то выполняют следующие этапы.

6. Вычисляют значения искомых углов магнитного наклоения $\nu_{j(1-4)}$ по моделям (2), оценивают их вариации и сравнивают их с предельным нормированным значением погрешности определения угла магнитного наклоения $\Delta \nu$:

$$\Delta \nu_{j(1-4)} = \nu_{\max} - \nu_{\min}.$$

Если вариации $\Delta \nu_{j(1-4)} \leq \Delta \nu$, то выполняют следующие этапы.

7. Вычисляют значения модулей $T_{j(1-4)}$ по моделям (2), оценивают их вариации и сравнивают их с априори заданным значением ΔT :

$$\Delta T_{j(1-4)} = T_{\max} - T_{\min}.$$

Если вариации $\Delta T_{j(1-4)} \leq \Delta T$, то выполняют следующие этапы.

8. Осуществляют вычисления искомых углов азимута $\alpha_{j(1-4)}$ по моделям (2) и также выполняют оценку их вариаций и сравнение с предельным нормированным значением погрешности определения угла азимута $\Delta \alpha$:

$$\Delta \alpha_{j(1-4)} = \alpha_{\max} - \alpha_{\min}.$$

Если вариации $\Delta \alpha_{j(1-4)} \leq \Delta \alpha$, то принимают адекватное решение о работоспособности блока феррозондовых датчиков и о работоспособности ИнС в целом.

Таким образом, предлагаемая методика позволяет выполнять оценку работоспособности инклинометрических систем с феррозондовыми и акселерометрическими датчиками путем осуществления несложных технологических операций и вычислений. При этом практически не требуется наличия и применения дорогостоящих и громоздких поворотных столов и калибровочных установок.

Литература

1. Миловзоров Г.В. Анализ инструментальных погрешностей инклинометрических устройств. - Уфа: Гилем, 1997. - 184с.
2. Миловзоров Д.Г. Векторно-матричный аппарат в моделировании трехкомпонентных инклинометрических систем / Зигангиров Л.Р., Миловзоров Г.В., Миловзоров Д.Г. // Датчики и системы. 2011. - №7. - С. 30-35.

ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИМИ СВЕРЛЯЩИМИ ПЕРФОРАТОРАМИ

М.О. Митягина

Научный руководитель профессор А.В. Месропян
*Уфимский государственный авиационный технический университет,
г. Уфа, Россия*

В настоящее время в России наблюдается снижение темпов роста добычи углеводородов на фоне роста объемов бурения и роста капитальных затрат нефтегазовых компаний, что подчеркивает сложившуюся многолетнюю тенденцию в разработке нефтяных месторождений – негативное изменение структуры запасов не компенсируется совершенствованием используемых технологий нефтеизвлечения и техники [4].

В соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2030 года» одной из основных задач нефтегазовой отрасли является стимулирование эффективного недропользования на основе полного и комплексного извлечения топливно-энергетических ресурсов из недр и увеличения коэффициента извлечения нефти [11].

Проблема рациональной разработки углеводородных месторождений ставит перед нефтяной наукой важные задачи по разработке и внедрению новых технологий и технических средств, направленных на повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов. По подсчетам экспертов, широкое применение новых методов нефтеотдачи и современных технических комплексов позволят нарастить извлекаемые запасы нефти в стране на 30 – 50 %.

Перспективным направлением повышения нефтеотдачи продуктивных пластов является совершенствование технологий нефтеизвлечения за счет применения современных ресурсосберегающих систем разработки месторождений, в частности, на данном этапе развития нефтегазового комплекса актуальна задача рациональной разработки месторождений углеводородов с использованием щадящих методов вскрытия продуктивных пластов.

В последнее время вскрытие продуктивных пластов в 90 – 95 % производится кумулятивной перфорацией, получившей широкое распространение благодаря простому применению, относительно небольшому времени проведения работ, а также сравнительно невысокой стоимости расходного материала и операций. Однако при всех своих достоинствах этот способ обладает рядом серьезных недостатков: при взрыве происходит деформация эксплуатационной колонны и повреждается цементное кольцо, пропадает фильтрация сквозь боковые поверхности каналов, возникают заколонные перетоки [2, 3].

Таблица 1

**Сравнительная характеристика методов вскрытия продуктивных
пластов перфорацией**

Показатели	Кумулятив- ная	Гидропеско- струйная	Щелевая	Сверлящая
Требование наличия оборудова- ния высокого давления (> 20 МПа)	Не требуется	Требуется	Не требуется	Не требуется
Необходи- мость применения абразива	Не требуется	Кварцевый песок с заданным размером зерен и содержанием кварца не менее 50 %	Не требуется	Не требуется
Вероятность нарушения целостности крепя вне интервала перфорации	Высокая	Низкая	Средняя	Низкая
Время проведения перфорации	Светлое время суток	Светлое время суток	В любое время суток	В любое время суток
Глубина перфора- ционных каналов, м	0,15 – 1,35	> 1	0,15 – 0,2	0,7 – 1,2
Диаметр перфорацион- ных каналов, м	0,007 – 0,023	0,01 – 0,012	0,01 – 0,012	0,015 – 0,06
Наличие повышенной опасности при перфорации	Имеется	Имеется	Отсутствует	Отсутствует

Наиболее щадящим методом вскрытия продуктивных пластов является сверлящая перфорация, исключая повреждения колонны и цементного кольца (таблица 1). Сверлящая перфорация позволяет перфорировать продуктивный пласт с высокой точностью образования фильтра в требуемом интервале, а также создавать перфорационные каналы в сложных геолого-технических условиях и производить избирательное вскрытие при чередовании проницаемых и уплотнённых пропластков.

На данный момент в России практически единственным производителем серийно выпускаемых сверлящих перфораторов является ОАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский) [6, 8]. Следует отметить, что элементная база, используемая в данной аппаратуре, была заложена в 80-гг. XX века и в основной своей массе технически устарела, что предопределяет низкую производительность работ, недостаточную достоверность результатов, высокую аварийность аппаратуры при работе в обсаженных скважинах.

При проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов нередко привлекают зарубежных специалистов с их аппаратурой, что предопределяет высокие цены на услуги по вскрытию (до 250 тыс. \$ за одну скважину), а также утечку стратегической информации о состоянии недр Российской Федерации в США, Канаду и др. страны. Привлечение зарубежных производителей скважинных технических средств объясняется тем, что аппаратура российского производства значительно уступает импортным аналогам по потребительским свойствам и техническим характеристикам. В связи с этим, в настоящее время актуальна задача разработки, испытания и внедрения в производство отечественного комплекса оборудования, обеспечивающего перфорацию обсадной колонны с образованием

перфорационных каналов, максимально реализующих потенциальные возможности продуктивного пласта.

Анализ конструктивно-компоновочных схем отечественных сверлящих перфораторов для вторичного вскрытия пластов показал, что основным недостатком данных устройств является малый выход бура, что не позволяет обеспечивать образование перфорационных каналов достаточной глубины для осуществления качественной гидродинамической связи пласта-коллектора со скважиной и преодоления зоны кольтматации.

Исходя из технических условий вскрытия нефтеносных пластов и анализа научно-технической литературы были определены основные технические характеристики перспективных электрогидравлических сверлящих перфораторов и разработана компоновочная схема (таблица 2, рисунок) [1, 5, 7, 9, 10].

Таблица 2

Основные технические характеристики перспективного электрогидравлического сверлящего перфоратора

Технические характеристики	Значения характеристик
Максимальное гидростатическое давление скважины, МПа	80
Максимальная рабочая температура скважины, °С	125
Длина перфорационного канала, м	не менее 0,2
Диаметр перфорационного канала, м	0,2
Максимальное число сверлений за спуск	до 30*
Плотность перфорации, отв./м	6 – 20**
Потребляемая мощность, кВт	0,4
Время фиксации перфоратора, с	не более 10
Время перфорации канала, с	не более 120

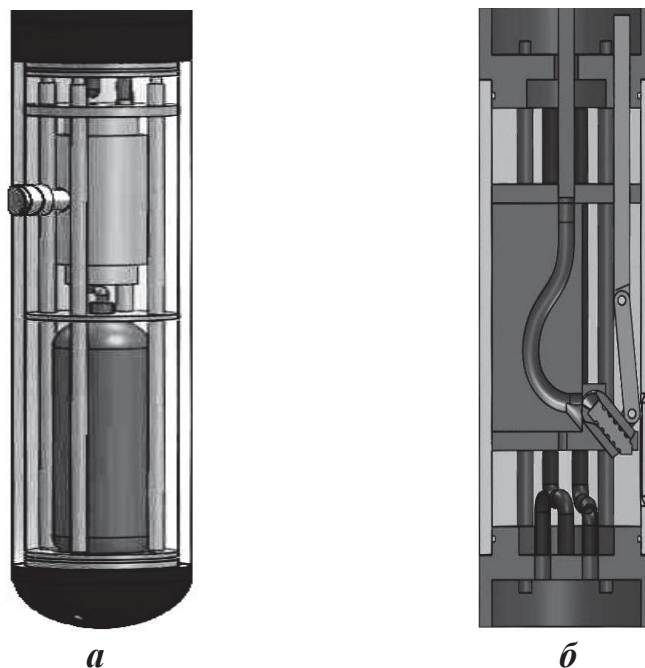
* определяется ресурсом бурового инструмента и геолого-техническими условиями скважины;

** определяется геологическими особенностями и фильтрационно-емкостными свойствами пласта-коллектора.

Функционирование электрогидравлического сверлящего перфоратора обеспечивается согласованной работой двух контуров: контура фиксации и контура подачи бура.

Контур фиксации обеспечивает фиксацию корпуса сверлящего перфоратора в обсадной колонне при помощи штоков двух гидроцилиндров фиксации, которые равномерно выдвигаются, выбирая зазор между корпусом перфоратора и обсадной колонной.

Контур подачи бура обеспечивает подачу буровой головки на гибком валу на заданную глубину перфорации (на $0,2 \div 0,5$ м за 20 – 120 с). Выдвижением штока гидроцилиндра подачи бура управляет золотниковый гидрораспределитель с электромагнитным управлением.



**Рис. Фрагмент компоновочной схемы электрогидравлического сверлящего перфоратора:
а – контур фиксации; б – контур подачи бура**

Разработанные схема и компоновка электрогидравлического сверлящего перфоратора, в отличие от существующих схемных решений скважинной сверлящей аппаратуры, имеют ряд функциональных преимуществ:

- способствуют созданию качественной гидродинамической связи пласта-коллектора со скважиной за счет увеличения глубины перфорационных каналов до 200 мм;

- позволяют извлекать сверлящий перфоратор из скважины при отсутствии питания в геофизическом кабеле за счет энергонезависимой системы расфиксации аппаратуры;

- имеют модульную конструкцию, позволяющую минимизировать временные затраты при работе на скважинах разных диаметров;

- позволяют изменять угол наклона бура перфоратора.

Для повышения коэффициента извлечения нефти при вскрытии продуктивных пластов электрогидравлическими сверлящими перфораторами на начальной стадии пластовой нефтедобычи осуществляется выработка малоподвижных углеводородов в прикровельной зоне, характеризующейся более вязкими нефтями. Перфорирование каналов в области, характеризуемой наличием более подвижных углеводородов, осуществляется только после выработки малоподвижных углеводородов в прикровельной зоне продуктивного пласта, тем самым исключается снижение продуктивности скважины за счет оставшихся углеводородов в прикровельной части пласта.

Разработанный электрогидравлический сверлящий перфоратор для вторичного вскрытия продуктивных пластов позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и способствует более рациональному освоению продуктивной мощности скважинного фонда. Преимуществом данной аппаратуры является ее эффективность при вскрытии пластов в

сложных геолого-технических условиях, в том числе при разработке месторождений с маломощными карбонатными продуктивными пластами, месторождений с вязкими и высоковязкими нефтями.

Литература

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб, для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 1007 с.
2. Вторичное вскрытие покажет // EnergyLand.info: интернет-портал сообщества ТЕК. Аналитика – Нефть и Газ. 2009. URL: <http://www.energyland.info/analitic-show-26674> (дата обращения: 19.09.2014).
3. Гладилович В.Г. Преимущества вторичного вскрытия продуктивного нефтяного пласта методом сверления с помощью электробура для резки бокового канала // Бурение и нефть. – М., 2011. – № 10. – С. 46 – 48.
4. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Бурение и нефть. – М., 2012. – № 8. С. 29 – 34.
5. Месропян А.В., Митягина М.О. К вопросу о повышении качества вторичного вскрытия нефтегазовых пластов электрогидравлическими сверлящими перфораторами // Нефтепромысловое дело. – М., 2013. – № 5. – С. 19 – 23.
6. ООО «Азимут». Сверлящий перфоратор-пробоотборник ППС 112-60. URL: <http://www.azimutspe.ru/production/perf/spp/index.htm> (дата обращения: 19.09.2014).
7. Пат. 2465443 Россия, МПК7 Е 21 В 43/11. Сверлящий перфоратор с электрогидравлической системой для вторичного вскрытия пластов. Галлямов Ш.Р., Месропян А.В., Митягина М.О. Заявлено 09.03.2011; Оpubл. 27.10.2012.
8. Прямые методы каротажа скважин. ОАО НПП «ВНИИГИС». URL: http://vniigis.com/razr_pmks.shtml (дата обращения: 19.09.2014).
9. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
10. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): справочник геофизика / под ред. Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1984. – 455 с.
11. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

**БИОТЕСТИРОВАНИЕ ЖИДКИХ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН****А.С.Мишунина****Научный руководитель доцент К.М. Минаев
Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия**

На настоящий момент экологизация нефтяной развивающиеся направление; с увеличением бурения скважин, усложнением систем буровых растворов возникают новые комбинации хим. реагентов, которые могут реагировать между собой и в скважинных условиях с горной породы, при этом могут возникать токсичные соединения, поэтому разработка методов определения токсичности буровых растворов и утилизация отходов бурения является актуальной задачей.

Основоположниками экологического биотестирования промывочных жидкостей являются американские специалисты.

Для теоретических и экспериментальных исследований используются гидробионты в качестве «датчиков токсичности». Микроорганизмы (водные бактерии), простейшие (инфузории), губки, круглые черви (коловратки), кольчатые черви (пиявки), членистоногие (дафнии, креветки), моллюски и т.д. являются материалом для биотестов.

Отработанные отходы бурения делятся на жидкую и твердую фазы. Промывочная жидкость является системой, и при попадании в природную среду может по разному воздействовать на нее в зависимости от компонентного состава.

Для получения достоверных данных оценка экотоксичности промывочных жидкостей должна выполняться на всех этапах их «жизненного цикла» и может быть дана только путем инструментального биотестирования. Особенно важной стадией является стадия получения отработанных буровых отходов с

последующей стадией выбора метода и способа утилизации. Т.к. в зависимости от степени токсичности и загрязненности метод утилизации может быть пересмотрен и проведена дополнительная очистка отходов бурения.

Т.к. биотесты проводятся для комплексной оценки того или иного вещества проанализируем, какие гидробионты наиболее подходят для датчиков токсичности и могут принести в короткий срок наиболее точные результаты и значения.

Одним из главных показателей применимости в качестве «датчиков» токсикологического эффекта является распространенность объектов и высокая чувствительность к широкому спектру загрязнителей. Биотесты при использовании конкретных видов гидробионтов должны быть узаконены, а также просты и должны обеспечивать возможность четкой регистрации тест-объектов на воздействие токсикантов.

Стоит отметить, что узаконенными в нашей стране являются биотесты на ракообразных (дафниях или цериодафниях), водорослях (сценедесмус или хлорелла) и рыбах (гуппи или данио) [1].

Среди одноклеточных применимым простейшим является инфузория-туфелька.

Сравним «дафниевый тест» и тест с использованием в качестве тест-объекта инфузории туфельки (*Paramecium caudatum*).

По наличию инструментального обеспечения единственно серийно выпускаемым прибором для целей определения токсичности является прибор «Биотестер-2». В качестве тест-объектов используются инфузории туфельки. Являются высокоорганизованными простейшими, относительно крупных размеров, длиной 180 - 280 микрометров.

Широко распространены в континентальных пресноводных бассейнах, которые подвержены большому негативному влиянию промывочных жидкостей.

Тело инфузории туфельки покрыто хеморецепторами, чувствительными ресничками выполняющими движение и анализ окружающей природной среды.

Исследования с помощью инфузории туфельки имеют лидирующее положение и зарубежных опыта и исследованиях, одна из главных причин, то, что получаемые с их помощью оценки токсичности имеют тесную корреляционную связь с оценками, получаемыми с использованием в качестве тест-объектов многоклеточных организмов.

Пожаров А.В. в своей работе об «Использовании биотестовых приборных методов при контроле экологической ситуации» приводит пример параллельного определения токсичности 22 химических соединений на мышах и инфузориях и результатах подтверждения коэффициента корреляции в 0,84 [2].

Преимущество Дафний перед инфузориями очевидно прежде всего в достаточно крупных размерах даже для ветвистоусых ракообразных. С позиции гидробиологии и водной токсикологии рачки хорошо изучены. Также дафнии обладают высокой чувствительностью к различным токсикантам, порог чувствительности – 0,001-0,1 мг/л. В настоящий момент как обязательный тест-объект включены в схему установления ПДК загрязняющих веществ в воде рыбохозяйственных водоемов.

Недостатками дафниевоего и американского теста на креветках является отсутствие оперативного контроля экотоксичности. Разработчиками 96-часового теста на креветках и фирмой IDF была предпринята попытка создания оригинального прибора, измеряющего

интенсивность свечения люминесцирующих бактерий, которая снижается по мере роста токсичности испытуемой среды, но полученные результаты оказались за пределами доверительного интервала реальных оценок, полученных в 96-часовых опытах на креветках.

Люминесцирующие бактерии использовались в качестве тест-объекта при токсикологических испытаниях промывочных жидкостей и компанией Phillips Petroleum [3].

В США предусмотрено проведение обязательного токсикологического биотестирования промывочных жидкостей и их компонентов в виде постановления, действующего с 1985 года. Датчиками токсичности служат мизидовые креветки [4].

В нашей стране ни один биотест для массовой оценки экотоксичности промывочных жидкостей не используется. Узаконенный «дафниевый тест» включенный в схему установления ПДК загрязняющих веществ в воде рыбохозяйственных водоемов также не используется.

Таким образом, перспективным направлением является внедрение узаконенных биотестов, подготовка специалистов и соответствующей нормативной базы, а также технических средств для непрерывного контроля за процессом токсикологических испытаний, а частности токсикологического биотестирования промывочных жидкостей.

Литература

1. Методическое руководство по биотестированию воды / РД 118-02-90. Утверждено постановлением Госкомприроды СССР №37 от 6.08.90 г. – М., 1990. – 51с.
2. Использование биотестовых приборных методов при контроле экологической ситуации / Пожаров А.В., Сафьянников Н.М., Захаров И.С., Папутская Н.И. // Безопасность жизнедеятельности: Российско-финский семинар «Экологический мониторинг – 93». Спб, 1994. – С.43-50.

3. Dunn H.E., Berdmore D.H., Stewart W.S. Gulf of Mexico mud toxicity limitations // Petrol. Eng. Int. -1989. -61, № 10. –Р.56 – 58.
4. Абдуллин Р.А. Новые технические средства и технологические процессы, обеспечивающие снижение стоимости бурения скважин и охрану окружающей среды // Обзорная информация. Серия «Бурение газовых и газоконденсатных скважин». – М.: Изд-во ВНИИЭгазпром, 1990. – 52 с.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ПОЯВЛЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

А.И. Пискунов, Е.Л. Леушева

Научный руководитель профессор А.А. Яковлев
*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия*

В настоящее время в России в результате появления заколонных перетоков требуют капитального ремонта, или даже ликвидации, сотни скважин. Это происходит вследствие появления заколонных перетоков, которые приводят к преждевременному обводнению скважин, не подтверждению начальных запасов углеводородов, а также создают угрозу для окружающей среды и безопасности людей.

Причины возникновения заколонных перетоков

В настоящее время большинство исследователей склоняется к тому, что силой, побуждающей пластовой флюид к движению в заколонное пространство в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), является градиент давления, действующий по направлению из пласта в скважину, который возникает вследствие снижения с течением времени первоначального давления столба тампонажного раствора [1, 6, 7].

Заколонные движения флюидов из пласта начинается ещё при ОЗЦ, в процессе формирования цементного камня. Газ и жидкость могут проникать из пласта в цементное кольцо за обсадной колонной и мигрировать в нем только при условии превышения давления в продуктивном пласте над давлением за колонной, которое может быть

только гидростатическим. Гидростатическое давление за обсадной колонной может быть создано только столбом жидкости или текучего вещества, но не камня. Миграция газа начинается при ОЗЦ в результате уменьшения гидростатического давления, создаваемого столбом цементного раствора при его затвердевании. Градиент гидростатического давления уменьшается сначала до давления, создаваемого жидкостью затвердевания цемента, и становится равным нулю по окончании схватывания цемента, поскольку цементный камень не имеет текучести [5].

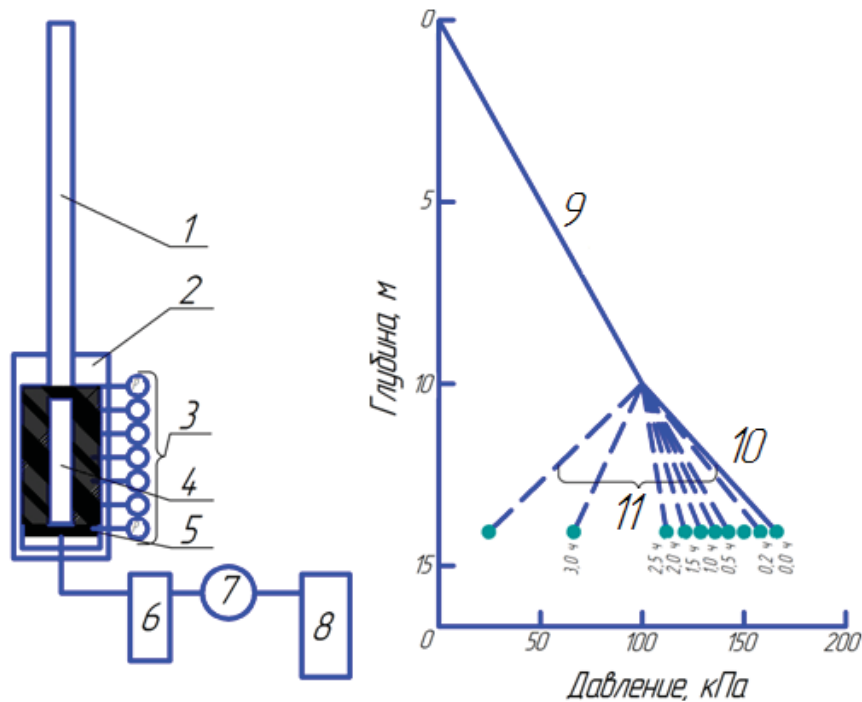


Рис. 1 Схема установки для исследования изменения градиента давления и график, иллюстрирующий эти изменения
 1 – пресная вода; 2 – термостат, поддерживающий температуру $65,5^{\circ}$; 3 – датчики давления и термопары; 4 – труба; 5 – пористая пластина; 6 – расходомер; 7 – регулятор давления; 8 – азот под высоким давлением; 9 – градиент давления пресной воды плотностью $1,0 \text{ г/см}^3$; 10 – градиент давления цементного раствора (сразу после закачки); 11 – изменение градиента давления цементного раствора в процессе его затвердевания

На рисунке 1 показаны результаты лабораторных исследований изменений гидростатического давления столба твердеющего цементного раствора, длиной 3,7 м, плотностью 1,965 г/см³ в процессе ОЗЦ [2].

Это и есть причина снижения давления нижнего датчика. На верхний датчик действует гидростатическое давление промывочной жидкости. А на средний – фильтрат этой жидкости, достигающей датчик через цементное кольцо небольшой длины, которое не достигает нижнего датчика. Давление же, действующее на нижний датчик, уменьшается к концу ОЗЦ вследствие того, что цементный камень не может создавать гидростатическое давление [5].

Таким образом, в какой-то момент времени давление столба цементного раствора становится ниже пластового давления и флюид из пласта начинает двигаться по заколонному пространству. Анализируя причины появления этих каналов, можно условно их разделить на две группы: появляющиеся во время ОЗЦ и появляющиеся после ОЗЦ.

Причины появления каналов в заколонном пространстве во время ОЗЦ

В процессе ОЗЦ в цементном камне образуются каналы, главные причины, появления которых приведены на рисунках 2-6.

Осложнения, возникающие при спуске и цементировании обсадной колонны, могут привести к возникновению условий, ведущих к нарушению разобщённости продуктивных зон. Одной из самых распространённых проблем является эксцентриситет колонный из-за неправильного размещения центраторов. Как и все жидкости, цементный раствор при вытеснении ищет путь наименьшего сопротивления и течёт по более широкой части заколонного

пространства. Оставляя незаполненным сужение между колонной и пластом. Это пространство может стать каналом для миграции флюидов,



Рис. 2 Плохое разобщение

на рисунке 2 (А). Неправильно подобранная плотность раствора может стать причиной прорыва в ствол скважины (Б) пластового газа (красная область), который ослабит цемент или создаст в нем зазоры. Цементный камень может начать разрушаться под действием напряжений, вызванных изменениями температуры и давления в скважине. Геометрия областей размыва (В) часто обуславливает недостаточные скорости потока при промывке скважины и повышенные отложения глинистой корки. Оставленные таким образом загрязнения в скважине создают ослабления в цементном кольце, которые при их большом количестве или объёме превращаются в каналы для заколонных перетоков [4].

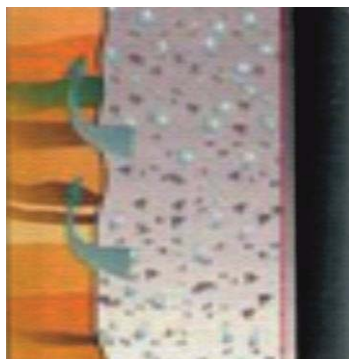


Рис. 3 Чрезмерная водоотдача

Чрезмерная водоотдача создаёт свободное пространство в столбе цемента, в которое поступает флюид.

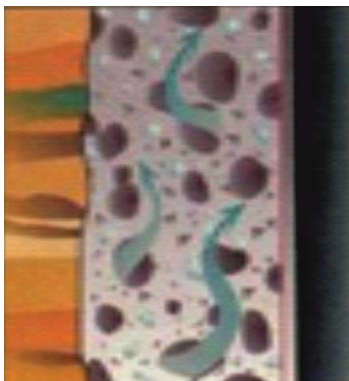


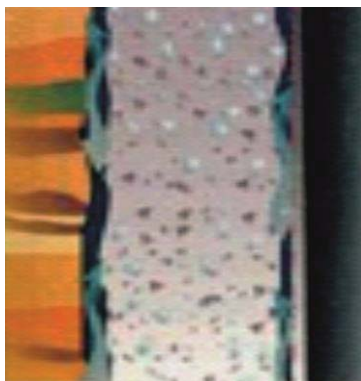
Рис. 4 Высокая проницаемость цементного раствора

Высокопроницаемые цементные растворы дают некачественную зоноизоляцию, оказывающее слабое сопротивление потоку флюида.



Рис. 5 Высокая объёмная усадка цементного раствора

Высокая объёмная усадка цемента ведёт к образованию микрокольцевого пространства.



*Рис. 6 Плохие адгезионные свойства цемента и поверхности
обсадных труб*

[ах

раздела цемент - обсадная колонна и цемент – порода [5].

Причины появления каналов в заколонном пространстве после ОЗЦ

Даже качественное цементирование может оказаться неэффективным из-за последующего изменения режима нагружения скважины, связанного с:

- изменением температуры и давления;
- испытанием обсадных колонн на герметичность избыточным давлением, которое осуществляется после ОЗЦ;
- перфорацией обсадных колонн;
- ударами долота и бурильных труб о стенки обсадной колонны;
- воздействием тектонических напряжений.

Под действием тектонических напряжений и резкого увеличения давления или температуры в скважине цементное кольцо может треснуть или даже распасться на куски. Смещение обсадной колонны, вызываемое общей усадкой цементного камня или понижением температуры и давления в скважине, может привести к одновременному изменению касательных и радиальных напряжений (слева на рисунке 7) и последующему разрушению цемента под действием растяжения или

сжатия, либо его отрыву от обсадной колонны или пород с образованием микрозоров (справа на рисунке 7) [4].

На рисунке 8 оказаны результаты исследований [3]. В этой работе показано, что при испытании обсадных колонн на герметичность правее линии 5 происходит разрушение цементного камня за колонной с образованием вертикальных микротрещин по всей длине цементного кольца.

Линия 1 показывает распределение давления столба газа по глубине освоенной скважины; 2 – минимальное давление, которое необходимо создать для проверки герметичности обсадной колонны; 3 – распределение внутреннего давления в обсадной колонне при опрессовке водой согласно инструкции; 4 – распределение гидростатического давления, при котором в скважине происходит затвердевание цементного камня после цементирования; 5 – распределение внутреннего избыточного давления в обсадной колонне, выше которого может происходить разрушение цементного кольца за колонной.

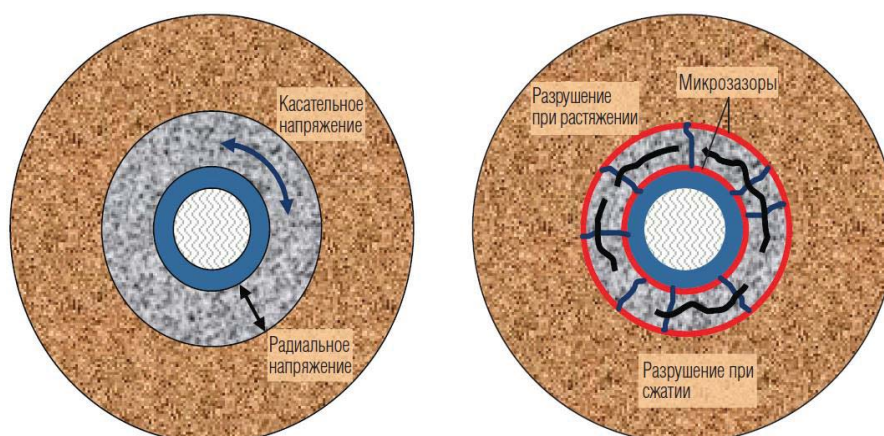


Рис. 7 Образование трещин и микрозоров

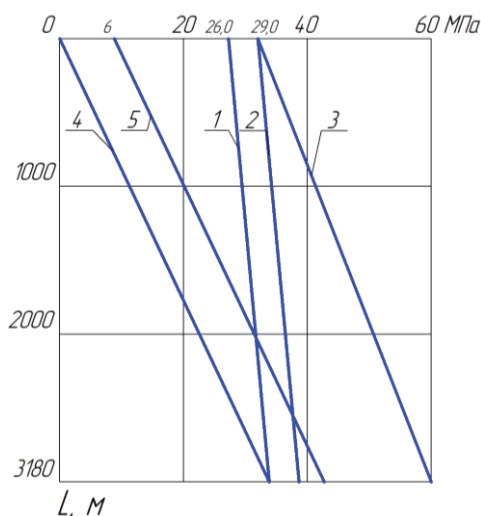


Рис. 8 Распределение давлений в э/к по глубине неокомской скважины при различных операциях

заколонном пространстве промышленных скважин, окончательно подтвердили результаты лабораторных исследований и доказали, что активное давление тампонажного раствора, оставленного в покое неуклонно уменьшается с течением времени.

Таким образом, можно сделать вывод, что основная причина появления заколонных перетоков является градиент давления, действующий по направлению из пласта в скважину, который возникает вследствие снижения с течением времени гидростатического давления столба цементного раствора. В какой-то момент времени, давление столба цементного раствора становится ниже пластового давления и флюид из пласта начинает двигаться по каналам в заколонном пространстве. Эти каналы могут образовываться как во время ОЗЦ, так и после ОЗЦ.

Литература

1. Куксов А.К., Черненко А.В. Заколонные проявления при строительстве скважин //ОИ.: Сер.: Техника и технология скважин. - М.: - ВНИИОЭН, 1988.- 48 с.
2. Левайн Д.К. и др. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины // Нефть, газ и нефтехимия. – 1980. - № 10. - С. 8-17.

3. Леонов Е.Г. Отчет по теме № 202-95. Разработка системы контроля качества строительства скважин на Заполярном ГНКМ с целью предотвращения межколонных газопроявлений. - М., 1996 г.
4. Обеспечение эффективного разобщения пластов после окончания эксплуатации скважины // Нефтегазовое обозрение Весна 2008 - том 20, номер 1 стр 22-37.
5. Райкевич С.И. Межколонные давления и заколонные движения флюидов в скважинах. Пути решения проблемы // Труды международного технологического симпозиума «Интенсификация добычи нефти» / Институт нефтегазового бизнеса. – г. Москва, март 2003 г.- М., 2003. – С. 579-587.
6. Сулейманов И.А. Причины заколонных проявлений и пути их предотвращения при креплении скважин на площади Муратханлы //Бурение глубоких нефтяных и газовых скважин в Азербайджане.- Баку: Азнипинефть.- 1983.- С. 40-48.
7. Шахмаев З.М. Особенности технологии цементирования скважин при наличии проницаемых пластов с разными градиентами давления //Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. - 1984. - Вып. 3. - С. 43-45.

СВОЙСТВА УНИВЕРСАЛЬНОГО ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА И ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ДЛЯ СКВАЖИН ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Пахарев

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Качественное крепление затрубного и межколонного пространства при строительстве скважин, обеспечивает экологическую безопасность территорий и охрану земных недр, увеличивает время эксплуатации скважин и исключает возможность образования межколонных и заколонных перетоков.

В работах [1 - 4] авторы предлагают рассматривать надёжность системы «обсадная труба – цементное кольцо – горная порода» при строительстве нефтяных, газовых и разведочных скважин. Поэтому представляет интерес изучение структуры и свойств тампонажного камня, сформированного в условиях, схожих с такими условиями для месторождений Томской области. Это явилось целью данной статьи.

Скважина при ее проводке пересекает различные по несущей способности пласты. Она представляет собой сложнейшее сооружение. На Севере Западной Сибири и в Томской области скважины имеют в среднем глубину по вертикали 3000 метров. Почти для всех этих скважин характерно при строительстве, прохождении пластов с низким давлением гидроразрыва, то есть низкая несущая способность пластов.

В статье [1] указывается, что для обеспечения таких требований при цементировании нефтяных и газовых скважин в Томской области необходимо использовать облегченный тампонажный раствор с плотностью 1400...1600 кг/м³.

Известно, что к тампонажному раствору и цементному камню предъявляются требования по таким параметрам, как растекаемость и плотность, прочность на растяжение при изгибе и при сжатии. Традиционные облегчающие наполнители (например, вспученный перлит, вермикулит, диатомит, керамзит, уголь, кокс и др.) под действием гидростатического давления в скважине разрушаются. При этом образуются новые поверхности, которые смачиваются водой затворения. Раствор теряет необходимую растекаемость и становится не прокачиваемым. Следовательно, облегчающий наполнитель должен обладать достаточной прочностью при объемном сжатии. Обобщение и анализ научно-технических источников, включая патентные, позволил разработать научную гипотезу исследований.

Для получения облегченного тампонажного раствора плотностью 1400...1600 кг/м³ предлагается введение в него полых стеклянных микросфер ПСМС или аппретированных полых стеклянных микросфер АПСМС в количестве 2,5...7,5 % от массы тампонажного портландцемента - ПЦТ. Результаты приведены в таблице 1. Предполагается, что такой расход позволит получить облегченный

тампоначный раствор требуемой плотности с цементной матрицей, имеющей минимальные геометрические пустоты, то есть оптимальную структуру. Это даст возможность получить облегченный раствор с низкой проницаемостью и высокими физико-механическими свойствами. Это позволит цементировать все интервалы скважины, включая продуктивный. Техничко-экономическая эффективность предлагаемого решения будет обусловлена снижением вероятности возникновения осложнений при цементировании, сокращением затрат на их ликвидацию, а также сокращением сроков цементирования и освоения скважины в целом. При формировании структуры с такими исходными данными при повышенных давлениях цементный камень будет иметь максимальное уплотнение, герметичность, водо- и газонепроницаемость при более низкой средней плотности тампоначного раствора. Это позволит существенно уплотнить структуру, исключить поглощение тампоначного раствора, исключить недоподъём до устья при цементировании за один приём.

Таблица 1

Свойства облегченного тампоначного раствора. Условия твердения: температура 75 °С, давление – атмосферное

Состав раствора, мас. %	В/Ц	Средняя плотность, кг/м ³	Сроки схватывания, ч-мин.		Прочность, МПа	
			начало	конец	изгиб	сжатие
100 ПЦТ ¹	0,5	1815	2-30	3-05	5,6	17
100 ПЦТ; 2,5 ПСМС ²	0,56	1610	2-35	3-15	4,8	12,5
100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1425	2-40	3-15	3,5	7,5
100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1340	2-50	3-20	2,45	6
100 ПЦТ; 2,5 АПСМС ³	0,54	1624	2-50	3-35	5,4	13,9
100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1480	3-15	3-50	4,5	8,7
100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1410	3-25	4-00	3,6	7,5

1- ПЦТ- портландцемент тампоначный, 2- ПСМС- полые стеклянные микросферы,

3- АПСМС- аппретированные полые стеклянные микросферы

При закачивании скважин в затрубное или межтрубное пространство скважины прямым способом тампонажный раствор воспринимает различное гидростатическое давление. На забое величина такого давления будет максимальной и зависит от глубины скважины по вертикали.

Как известно, под действием гидростатического давления происходит уплотнение раствора. При этом может повышаться водоотделение цементного раствора и разрушаться наполнитель. Для проверки были проведены исследования по кратковременному воздействию на облегченный тампонажный раствор с полыми стеклянными микросферами давления в автоклаве консистометра 120-30 НРНТ (OFI Testing Equipment). Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2

**Средняя плотность тампонажного раствора после воздействия
 давления, кг/м³**

№	Состав, мас. %	При давлении в автоклаве консистометра, МПа				
		0,1	10	20	30	40
1	100 ПЦТ	1810	1830	1835	1840	1880
2	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	1610	1620	1625	1680	1670
3	100 ПЦТ; 5 ПСМС	1425	1435	1440	1460	1520
4	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	1340	1345	1355	1370	1410
5	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	1620	1630	1635	1640	1680
6	100 ПЦТ; 5 АПСМС	1480	1520	1525	1530	1550
7	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	1410	1415	1420	1430	1470

При давлении в 40 МПа плотность растворов на чистом ПЦТ повышается на 3,87 %. Увеличение плотности для растворов с ПСМС (составы 2,3,4) составляет от 3,73 до 5,22 %. Для растворов с АПСМС (составы 5,6,7) увеличение плотности - от 3,7 до 4,25 %. При этом плотность почти не повышается по отношению к первоначальной до величины приложенного давления в 30 МПа. В основном, плотность

увеличивается после воздействия давления в 40 МПа, что соответствует примерно глубине скважины в 4000 метров.

Данные результаты характеризуют целостность полых микросфер при строительстве скважин на территории Томской области. Аппретированные микросферы при таких условиях сохраняются лучше, так как покрыты кремнийорганическим гидрофобизатором [3, 4]. Как отмечали авторы работ [2, 3, 4, 5, 6], наличие частиц цемента и микросфер в растворе, имеющих активную поверхность с адсорбированной на ней газовой фазы, при повышении давления ведет к небольшому уменьшению объема, т.е. увеличению плотности.

Таким образом, при действии гидростатического давления 30 МПа в автоклаве консистометра изменение плотности тампонажного раствора с полыми микросферами является приемлемым. Микросферы при данном давлении практически не разрушаются [3, 4]. Растворы с микросферами можно использовать для цементирования затрубного пространства скважин с аномально низкими пластовыми давлениями и при глубине до 4000 метров [3, 4].

Были проведены исследования по формированию тампонажного камня при повышенных давлениях, то есть создавались условия, аналогичные условиям скважины. Давление плавно поднималось и поддерживалось на отметках 10, 20, 30 МПа. Одновременно температура достигала 75 °С. После достижения таких показателей производилось формирование в указанных условиях тампонажного камня в течение суток. Затем образцы испытывались на прочность. Результаты представлены в таблице 3.

Анализ результатов таблицы 3 позволяет заключить, какое влияние оказывает давление на структуру и свойства, сформированного в этих условиях тампонажного камня с ПСМС. С увеличением давления

растёт прочность камня. Для всех составов при формировании камня при давлении 10 МПа происходит увеличение прочности при сжатии и при изгибе примерно в 2 раза. При давлении 30 МПа прочность возрастает ещё на 9..10 % за счёт уплотнения структуры.

Таким образом, давление оказывает благоприятное воздействие на прочность и другие свойства облегченного тампонажного камня. С увеличением давления растут прочностные характеристики цементного камня.

Таблица 3

Прочность камня, сформированного при разном давлении

№	Состав, мас. %	В/Ц	Средняя плотность, кг/м ³	Прочность, МПа	
				изгиб	сжатие
Атмосферное давление					
	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	0,56	1610	4,8	12,5
	100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1425	3,5	7,5
	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1340	2,45	6
	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	0,54	1620	5,4	13,9
	100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1480	4,5	8,7
	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1410	3,6	7,5
Давление 10 МПа					
	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	0,56	1620	9,65	25,1
	100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1435	7,1	15,2
	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1345	5,1	12,2
	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	0,54	1630	10,9	27,9
	100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1520	9,2	17,5
	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1415	7,3	15,1
Давление 30 МПа					
	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	0,56	1680	10,7	27,6
	100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1460	7,8	16,7
	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1370	5,7	13,5
	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	0,54	1640	12,1	30,2
	100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1530	10,3	19,2
	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1430	8,1	16,7

Полученные данные по оценке свойств тампонажного камня с ПСМС и АПСМС, имеющего плотность от 1300 до 1600 кг/м³, свидетельствуют о его высоких прочностных характеристиках.

Сформированный из облегченного тампонажного раствора тампонажный камень, имеющий прочность выше 3,5 МПа при изгибе и 10,3 Мпа при сжатии, позволяет производить крепление обсадных колонн в условиях скважин в Томской области от устья до башмака колонны включая продуктивные интервалы, одной порцией тампонажного раствора. Более того, наличие в составе раствора водонепроницаемых полых стеклянных микросфер, является хорошей предпосылкой для разработки тампонажного материала с самой низкой паро- и газопроницаемостью.

Литература

1. Чубик П.С., Пахарев А.В., Орешкин Д.В., Беляев К.В. Проблемы качества крепления скважин в Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011, № 7. – С. 35 - 37.
2. Беляев К.В., Макаренко Ю.В., Орешкин Д.В. Моделирование и разработка оптимальной структуры сверхлёгкого цементного раствора // Строительные материалы. – 2011, № 5. – 42 – 43.
3. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород. - М.: Недра. - 2004. - 232 с.
4. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Орешкин Д.В., Белоусов Г.А., Фролов А.А., Янкевич В.Ф. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы. - М.: Недра. -1999. - 180 с.
5. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы. - М.: Наука. - 1985. - 399 с.
6. Израелашвили Д. Межмолекулярные и поверхностные силы. – М.: Научный мир. - 2011.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ

Д.Ю. Русинов

Научный руководитель ассистент А.А. Куницких
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Современные требования к надежности и прочности конструкции скважины обуславливают необходимость развития технологий и материалов для ее строительства. Не малую роль в надежности

конструкции скважины играет цементное кольцо, расположенное за обсадной колонной. В процессе заключительных работ по сооружению скважины и ее эксплуатации крепь воспринимает значительные нагрузки, носящие постоянный, периодичный и кратковременный характер.

Как правило, максимальные нагрузки на тампонажный камень возникают при проведении перфорационных работ по вторичному вскрытию пласта прострелочно-взрывными методами. При производстве кумулятивной перфорации в интервале вскрываемого пласта возникают импульсы давления до 100 МПа, из-за чего происходит нарушение целостности цементного камня за обсадной колонной и плотности контакта камня с сопредельными средами.

Состояние цементного кольца за обсадной колонной напрямую влияет на герметичность разобщения продуктивных и водоносных горизонтов между собой и изоляцию обсадных колонн от негативного влияния пластовых флюидов. Соответственно разрушение тампонажного камня приводит к возникновению межколонных давлений, появлению грифонов, межпластовым перетокам и преждевременному обводнению пласта.

Для исключения возникновения данных проблем к цементному камню предъявляется ряд требований. Тампонажный камень должен обладать, во-первых, низкой проницаемостью, во-вторых, хорошей адгезией к горным породам и обсадной колонне, в-третьих, высокими прочностными показателями.

На проницаемость и прочностные параметры тампонажного камня влияют как характеристики самого цемента (минералогический состав клинкера, гранулометрический состав портландцемента), так и условия, в которых происходит гидратация и твердение образцов.

Существует несколько направлений подхода к теории прочности тампонажного камня.

Согласно теории А.Ф. Полакова [5] и О.П. Мчедлова-Петросяна [3] цементный камень является сростком кристаллов, соответственно его прочность определяется прочностью отдельных кристаллов и кристаллических сростков, а также числом сростков в единице объема.

По теории М.Ю. Бальшина [1] цементный камень является пористым телом, соответственно его прочность зависит от прочности твердой фазы, взятой в виде монолита, и объемной концентрации твердой фазы.

По теории В.А. Никишкина [4] прочность цементного камня формируется не в результате заполнения продуктами гидратации межзернового пространства (где зерна непрореагировавшие с водой частиц клинкера играют роль заполнителя), а в результате травления поверхности частиц клинкера водой, проникновения мелких частиц в крупные в местах наибольшего травления и зацепления частиц между собой. Причем продукты гидратации способствуют лучшему заземлению частиц друг в друге. Продукты гидратации в межзерновом пространстве - это во многом нейтральное по отношению к созданию прочности заполнение.

Выделяется несколько перспективных направлений повышения прочности цементного камня.

Наиболее распространенный метод – ввод в тампонажный раствор пластификаторов. Это способствует снижению водоцементного отношения при сохранении достаточной подвижности цементного теста и увеличению плотности раствора, что приводит к уменьшению объема свободной воды в растворе и соответственно повышению прочности и снижению проницаемости камня. Однако для условий цементирования

нефтяных и газовых скважин значительное повышение плотности раствора не всегда приемлемо из-за существенного роста гидростатического давления столба тампонажного раствора, что может привести к возникновению поглощений и гидравлическому разрыву пласта, что соответственно ограничивает широту применения данного метода.

Другим направлением является ввод в раствор добавок – ускорителей сроков схватывания, что обеспечивает быстрый набор прочности и как правило повышает прочность цементного камня в ранние сроки твердения. Применимость данного метода ограничена технологией цементирования скважин. Согласно последним тенденциям увеличения глубин скважин возрастает необходимость увеличения сроков загустевания и схватывания тампонажного раствора.

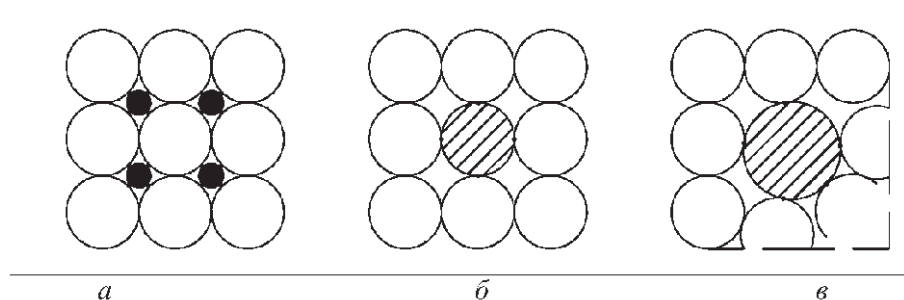


Рис.1 Приближенная модель структуры, получаемой из цемента с добавками уплотнителями (а), разбавителями (б) и наполнителями (в)

Наиболее перспективным направлением повышения прочности цементного камня, удовлетворяющим условиям и технологиям цементирования нефтяных и газовых скважин является ввод в тампонажную смесь ультрадисперсных минеральных добавок. Тонкомолотые минеральные добавки-уплотнители могут активно участвовать в процессах структурообразования и заполнять пространство между частицами цемента, уплотняя тем самым его

структуру. Кроме добавок-уплотнителей по гранулометрическому составу выделяют добавки-разбавители и добавки-наполнители[1].

Из этой модели видно, что наибольшее число упрочняющих контактов формируется при добавке–уплотнителя. При использовании более крупных добавок число упрочняющих контактов резко снижается, что соответственно снижает эффект повышения прочности цементного камня.

1. Были проведены исследования со следующие минеральными добавками:

2. кварцевая мука марки КМ-0,05 (ОАО ТД «Кварц»);
3. диабазовая мука (ООО «Диабаз»);
4. метакаолин марки MetaСem 85С (ООО «ХимПартнеры»);
5. микрокремнезем неуплотненный марки МК-85;
6. - микрокремнезем уплотненный марки МКУ-85;
7. - ФАМ;
8. - ПОК (пудра оксида кремния) (ООО «МАН»).

Испытания проводились на цементе марки ПЦТ-I-G-СС-1 (ОАО «Сухоложскцемент»). Химический состав цементного порошка: трехкальциевый силикат – 52%, трехкальциевый алюминат – 2,4%, и четырехкальциевый алюмоферрит – 14,9%. В качестве базовой рецептуры использовался цементный раствор с В/Ц=0,49, в который кроме цементного порошка входили гидроксипропилцеллюлоза (0,2% от массы вяжущего) и пеногаситель (0,03% от массы вяжущего). Рецептура и параметры базового раствора представлены в таблицах 1, 2 и 3. Минеральные добавки вводились в сухую смесь в количестве 1, 1,5, 2, 3, 5, 7, 10% от массы цементного порошка. Исследование прочности тампонажного камня на изгиб проводилось на образцах-призмах размером 20x20x80 мм, выдерживаемых при температурах 24 и 70 °С в

ванне с пресной водой. Прочностные показатели камня определялись по результатам испытаний на изгиб как среднее арифметическое трех наибольших результатов из четырех. Испытания проводились через 24, 48 и 72 часа твердения.

Таблица 1

Рецептура базового тампонажного состава

Наименование реагента	Назначение реагента	Количество добавки, % от массы ПЦТ
ПЦТ-I-G-CC	Вяжущее	100
Natrosol 250 ННР	Понизитель водоотдачи	0,2
Пластик ПГ-07	Пеногаситель	0,03
Вода	Вода затворения	В/Ц=0,49

Таблица 2

Параметры базового тампонажного раствора

Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин
1870	245	26

Таблица 3

Параметры базового тампонажного раствора

Прочность при изгибе, МПа					
24 °С			70 °С		
24 ч	48 ч	72 ч	24 ч	48 ч	72 ч
0,82	3,13	4,70	5,93	6,39	6,57

По данным проведенных исследований (табл. 4) выявили, что оптимальный объем добавки кварцевой муки составляет 1% для температуры 24 °С и 2% для температуры 70 °С. Прирост прочности на изгиб относительно базовой рецептуры составил 8,2% и 23,7% для

температур 24 °С и 70 °С соответственно. Значительное повышение прочности цементного камня при повышенной температуре объясняется увеличением активности кварца (кварц становится активной добавкой при температурах выше 60 °С) и соответственно его участием в структурообразовании, то есть происходит сцепление кристаллов портландцемента с частицами кварца. Кроме того размер частиц кварца (50 мкм) примерно соответствует размеру частиц цемента, то есть кварцевая мука в данном случае является разбавителем, что не снижает плотность структуры камня.

Оптимальное содержание диабазовой муки в тампонажном растворе составило 1% для 70 °С и 1,5% для 24 °С (табл. 5). Повышение прочности составило -0,6% и 10,9% соответственно для 24 °С и 70 °С. Увеличение прочностных параметров в «горячих» условиях можно объяснить родственным химическим составом диабазовой муки и портландцемента. В химический состав диабаза входит 76% оксида кремния (SiO_2), 12,3% оксида алюминия (Al_2O_3), 4% оксида кальция (CaO) и 3,7% оксида железа ($\text{FeO}+\text{Fe}_2\text{O}_3$). Как и в случае с кварцевым песком рост прочности при повышенных температурах обусловлен увеличением активности добавки. По тонкости помола диабазовая мука уступает цементному порошку, соответственно уплотнения структуры камня не происходит, то есть добавка диабаза выступает в роли наполнителя. Этим объясняет снижение прироста прочности по отношению к добавке кварцевой муки.

Наибольшие прочностные показатели на изгиб с добавкой метакаолина получили при его содержании в смеси 10% и 7% соответственно для «горячих» и «холодных» условий (табл. 6). Прирост прочности на изгиб составил 22,6% и 21,4% для 70 °С и 24 °С соответственно. По химическому составу метакаолин представляет

аморфный силикат алюминия ($Al_2O_3 \cdot SiO_2 \cdot xH_2O$), что обуславливает его участие в формировании структуры камня. Обладая высокой удельной поверхностью и высокой пуццоланической активностью, метакаолин повышает плотность структуры твердеющего раствора и связывает гидратную известь, что улучшает прочностные параметры камня.

Таблица 4
Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу (выраженная в %) при соответствующих величинах добавки кварцевой муки

Температурные условия, °С	Объем добавки кварцевой муки			
	1%	1,5%	2%	3%
24	8,2	1,6	-1,7	-6,2
70	13,2	12,9	23,7	9,3

Таблица 5
Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу (выраженная в %) при соответствующих величинах добавки диабазовой муки

Температурные условия, °С	Объем добавки диабазовой муки			
	1%	1,5%	2%	3%
24	-8,1	-0,6	-8,4	-1,8
70	10,9	5,7	4,4	2,5

Таблица 6
Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу (выраженная в %) при соответствующих величинах добавки метакаолина

Температурные условия, °С	Объем добавки метакаолина			
	3%	5%	7%	10%
24	9,6	20,9	21,4	19,9
70	0	1,9	6,4	22,6

По результатам исследования прочностных показателей цемента с добавкой ФАМ наибольший эффект получили при вводе 1% добавки (табл. 7). Прирост прочности 2,1% для «горячих» условий. В условиях

низких температур наблюдается снижение прочности относительно базового состава на 2,4 %.

Таблица 7

Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу (выраженная в %) при соответствующих величинах добавки ФАМ

Температурные условия, °С	Объем добавки ФАМ			
	1%	1,5%	2%	3%
24	-2,4	-16,7	-17,2	-28,5
70	2,1	1,9	-2,7	-4,9

Весьма эффективно повышает прочность тампонажного камня добавка микрокремнезема марок МК-85 и МКУ-85 (табл. 8). Наилучшие показатели с добавкой МК-85 достигнуты при его содержании в тампонажной смеси в количестве 3% и 10% для 70 °С и 24 °С соответственно. Повышение прочности составило 9,1% для «горячих» и 10,1% для «холодных» условий. В случае с добавкой МКУ-85 прирост прочности составил 4,8% для условий низких температур при объеме добавки 7% и 11,3% для условий высоких температур при объеме добавки 3%. Ввиду высокой дисперсности микрокремнезема он обладает значительной водопоглощающей способностью. Для сохранения необходимой подвижности тампонажного раствора при содержании микрокремнезема более 5% дополнительно вводили поликарбоксилатный пластификатор в количестве 0,08% от массы цемента. Основным компонентом микрокремнезема является диоксид кремния аморфной модификации. Рост прочности камня объясняется мелким гранулометрическим составом (2 мкм) и весьма высокой пуццолановой активностью микрокремнезема, что способствует его взаимодействию с гидроксидом кальция, образующимся при затворении цемента, и значительному уплотнению структуры камня.

Таблица 8

Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу (выраженная в %) при соответствующих величинах добавок микрокремнезема марок МК-85 и МКУ-85

Температурные условия, °С	Марка	Объем добавки			
		3%	5%	7%	10%
24	МК-85	-7,2	9,1	9,5	10,1
	МКУ-85	-1,7	-3,5	4,8	-8,7
70	МК-85	9,1	1	-3,9	-6,1
	МКУ-85	11,3	-7,4	-9,3	-3,9

Наилучшие результаты показала добавка пудры оксида кремния (табл. 9). Максимальные значения предела прочности на изгиб достигнуты при вводе в тампонажную смесь 5% и 10% соответственно для температур 24 °С и 70 °С. Относительно базового состава прочность выросла на 39,1% для «холодных» и 50,4% для «горячих» условий. Пудра оксида кремния представляет собой ультрадисперсный порошок, состоящий из наносферических частиц размером менее 0,5 мкм. В его составе содержится не менее 85% аморфного оксида кремния. Высокие значения увеличения прочности тампонажного камня на изгиб связаны, прежде всего, с размером частиц и повышением активности оксида кремния при умеренных температурах. Как и микрокремнезем, пудра оксида кремния обладает высокой водопоглощающей способностью, поэтому для обеспечения требуемых значений растекаемости при содержании пудры более 5% в тампонажный раствор дополнительно вводили поликарбоксилатный пластификатор в количестве 0,16% от массы цемента.

По результатам исследований выявлено влияние минеральных добавок на прочностные показатели цементного камня. Для условий низких температур (24 °С) наилучшими прочностными показателями обладает тампонажный цемент с добавкой пудры оксида кремния в

размере 5% (Рис.2), для условий умеренных температур (70 °С) наилучшими прочностными показателями обладает тампонажный цемент с добавкой пудры оксида кремния в размере 10% (Рис.3). Данная минеральная добавка участвует в процессах структурообразования и способствуют формированию мелкопористой структуры, что существенно повышает прочность тампонажного камня.

Таблица 9
Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу (выраженная в %) при соответствующих величинах добавки пудры оксида кремния

Температурные условия, °С	Объем добавки ПОК			
	3%	5%	7%	10%
24	16,9	39,1	29,8	12,8
70	9,1	17,1	33,9	50,4

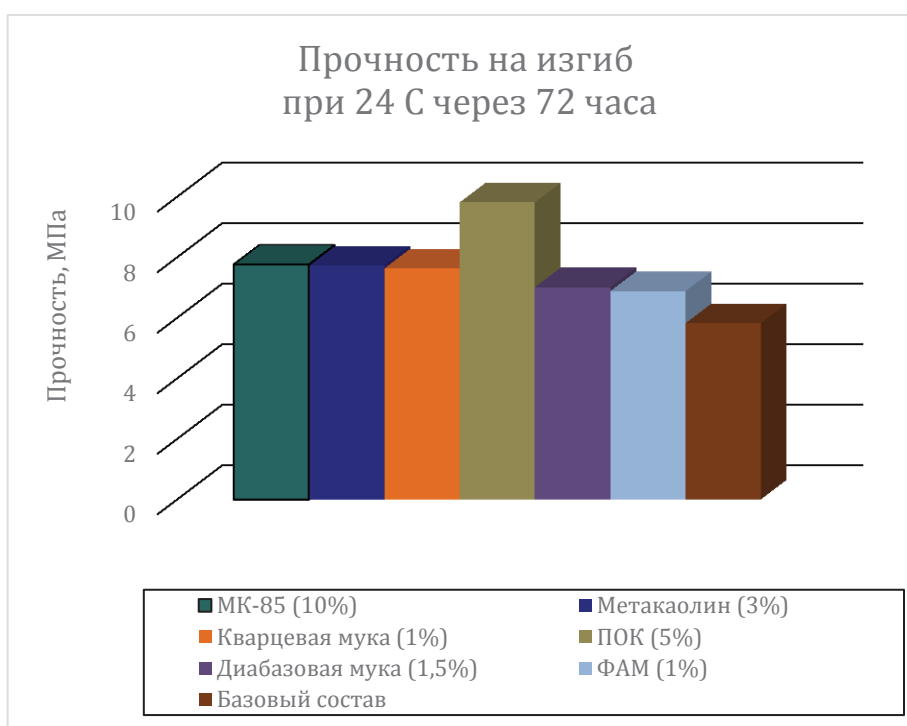


Рис.2 Сравнение наилучших значений прочности по каждой добавке

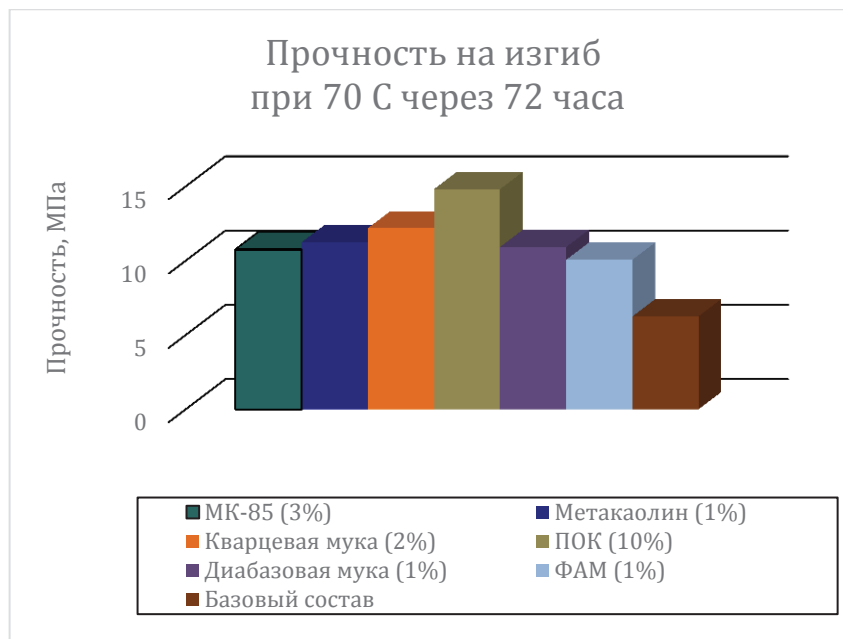


Рис.3 Сравнение наилучших значений прочности по каждой добавке

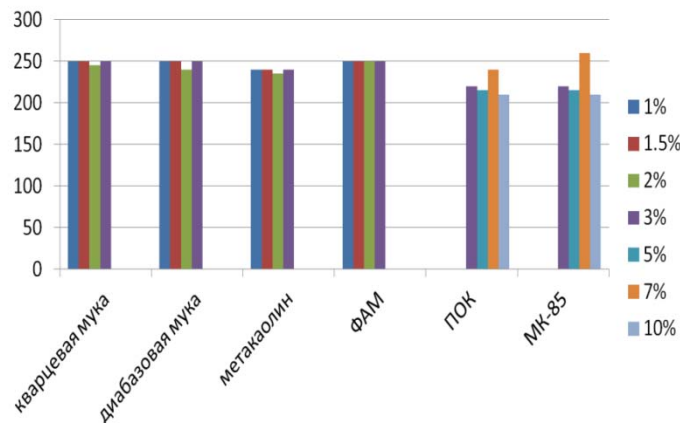


Рис.4 Влияние добавок на величину растекаемости тампонажного раствора*

*** При содержании ПОК и МК-85 более 5% в цементный раствор вводили 0,16% и 0,08% пластификатора соответственно от массы цемента**

В процессе экспериментов выявлено значительное влияние вводимых добавок на реологические свойства раствора (Рис.4). При вводе добавок ФАМ, кварцевой и диабазовой муки наблюдалось увеличение растекаемости тампонажного раствора относительно растекаемости базовой рецептуры, при вводе добавок пудры оксида

кремния, микрокремнезема марок МК-85 и МКУ-85 происходит значительное снижение величины растекаемости, добавка метакаолина не оказывает существенного влияния на реологические показатели.

Очевидно, что для получения максимальной прочности тампонажного камня в цементе должны присутствовать добавки различного гранулометрического состава. Поэтому дальнейшие эксперименты будут направлены на исследование влияния комбинаций представленных минеральных добавок на прочность цементного камня.

Литература

1. Бальшин М.Ю. Зависимость механических свойств порошкообразных металлов от пористости и предельные свойства пористых металлокерамических материалов. ДАН СССР, 1946, т. 17, №5, с. 831-834.
2. Курочка П.Н. Экспериментально-теоретические предпосылки повышения прочности цементного камня тонкодисперсными минеральными добавками и добавкой, содержащей фуллерены / П.Н. Курочка, А.В. Гаврилов // Вестник РГУПС. – 2013. – №1. – С. 97-102.
3. Мчедлов-Петросян О.П. Химия неорганических строительных материалов. М.: Стройиздат, 1971. 224 с. ил.
4. Никишкин В.А. Влияние структуры и плотности на прочность и деформативность плотного строительного бетона и его составляющих. Монография. Екатеринбург, УГТУ-УПИ, 2009.
5. Полак А.Ф. Твердение мономинеральных вяжущих веществ. М., Стройиздат, 1966. 208 с. с ил.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОЗЕРНОГО САПРОПЕЛЯ В КАЧЕСТВЕ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Р.Р. Сагитов, К.М. Минаев

Научный руководитель профессор К.И. Борисов
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Природно-ресурсная база Томской области весьма разнообразна, потенциальные разведанные запасы достаточно велики. Однако отсутствует научно-обоснованная оценка перспектив практического

применения некоторых продуктов минерально-сырьевой базы для получения высококачественных буровых и тампонажных растворов.

Проведенные сотрудниками кафедры бурения скважин ТПУ С.М. Долгих, П.С. Чубиком, Е.Б. Годуновым в 90-е годы исследования показали перспективность применения создания малоглинистых буровых растворов реагентов на основе активированного торфа [1]. В частности, проведены экспериментальные исследования типичных низинных, переходных и верховых торфов Западной Сибири на предмет использования их в качестве дисперсной фазы буровых растворов.

Установлено, что торфы месторождений Томской области могут представлять интерес для получения новых химических реагентов для буровых растворов. При этом качество торфорастворов не зависит от типа торфа; зольность не должна превышать 10 % масс.; концентрация водорастворимых и легкогидролизующихся веществ должна быть не более 25–30%, содержание фульвокислот и целлюлозы не более 15 и 10% соответственно, а гуминовых кислот - не ниже 20%, битумов в торфе не ниже 2% масс. [1].

В работах академика НАН Беларуси Лиштвана И.И. показано, что применение сапропелей республики Беларусь в некоторых случаях позволяет добиться получения более высококачественных дисперсных фаз по сравнению с торфом [2].

На кафедре бурения скважин НИ ТПУ в развитие наработок белорусских ученых проведен комплекс исследований направленных на оценку возможности использования природных запасов сапропелей Томской области, на примере проб из озера Кирек, в качестве основы для разработки буровых реагентов и в перспективе создания сапропелевых буровых растворов.

Озеро Кирек находится в 60 км на юго-запад от города Томска, рядом с деревней Кирек. Площадь озера составляет примерно 49 га, длиной 1,45 км, шириной 0,4 км, средняя глубина 2,7 метра и имеет вытянутую с северо-востока на юг форму. Вода озера слабощелочная, солевой состав представлен гидрокарбонатами; минерализация составляет 0,2 г/л. Озеро имеет достаточно мощные донные отложения сапропелей от 0,4 м до 10 м, которые относятся к органическому типу. Подсчитанные запасы составляют более 2 млн. м³.

Образцы сапропеля представлены компанией ООО «Адонис». Методика приготовления сапропелевых суспензий заключалась в следующем: навеску влажного сапропеля определенной массы, помещали при перемешивании в 600 см³ воды, содержащей различные концентрации гидроксида натрия (NaOH). После чего проводили измерения технологических параметров полученной суспензии согласно РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов» [5]. Влажность изучаемого сапропеля составила 64 % (ГОСТ 11305-83 «Торф. Методы определения влаги») [3], зольность 15% (ГОСТ 26801-86 «Торф. Методы определения зольности в залежи») [4].

На первом этапе исследований проведена оценка структурообразующей способности сапропелевой суспензии, путем определения условной вязкости растворов. Результаты представлены на (рис. 1).

Из представленных зависимостей можно сделать вывод, что увеличение концентрации сапропеля и времени выдержки суспензии приводит к закономерному повышению условной вязкости системы. Выход бурового раствора при использовании изучаемого сапропеля составляет 8 м³, что соответствует глинопоршку марки «ПБМГ»

согласно ТУ 39-0147001-105-93 «Глинопорошок для буровых растворов» [6].

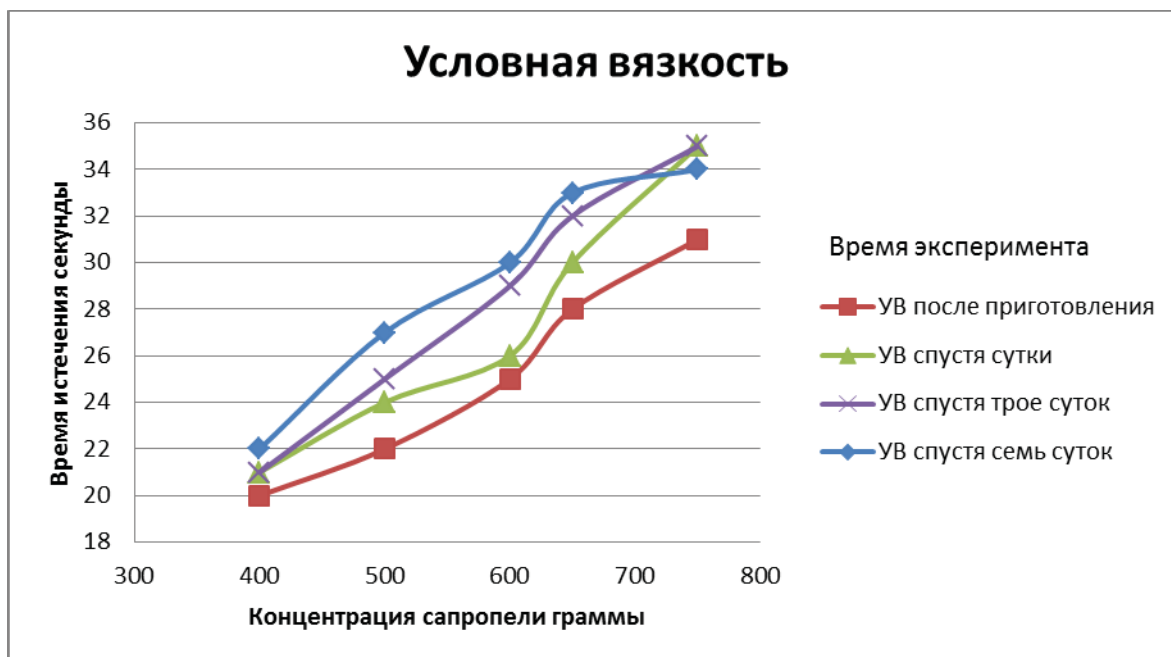


Рис. 1 Условная вязкость суспензии с различной концентрацией сапропели

С целью изучения возможности получения более качественного бурового раствора из сапропеля изучено воздействие щелочи на суспензию. Для данного исследования выбрана суспензия с концентрацией сапропеля 500 г/л.

Результаты исследований представлены на (рис. 2). Увеличение концентрации щелочи не приводит к повышению условной вязкости. Однако наблюдается рост с увеличением времени выдержки. На основе проведенных исследований выбрана оптимальная концентрация гидроксида натрия, что составило 6 г/л.

При этом полученные суспензии обладают высокими показателями фильтрации. С целью понизить данный показатель была проведена термическая активация суспензии (табл.1). Суспензию с содержанием 300г. сапропели, 6 г. NaOH и 600 мл. воды, нагревали до

температуры 90 °С, и в течение 60 минут перемешивали при неизменной температуре. После термической обработки показатель фильтрации снизился практически в два раза (рис. 3).

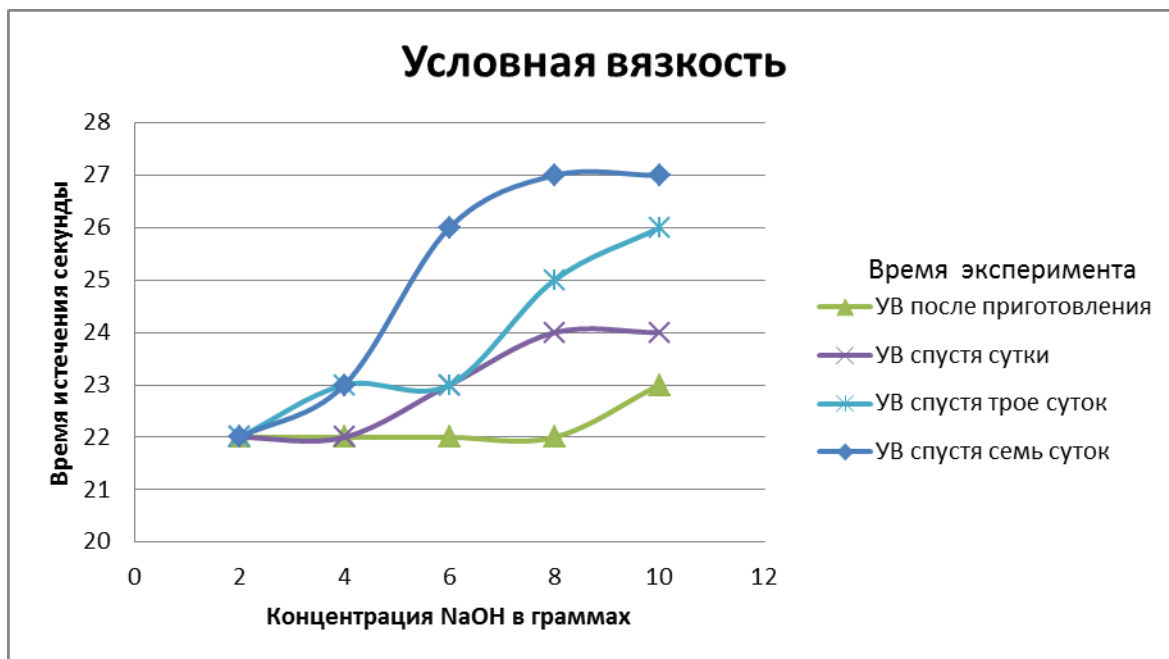


Рис. 2 Условная вязкость суспензии с различной концентрацией гидроокиси натрия (NaOH)

Таблица 1

Технологические свойства исследуемой суспензии

Свойства	До термической обработки	После термической обработки
УВ (с)	22	22
PV	16	17
JP	3	1
Ф (мл)	40	15
PH	12,5	13,5

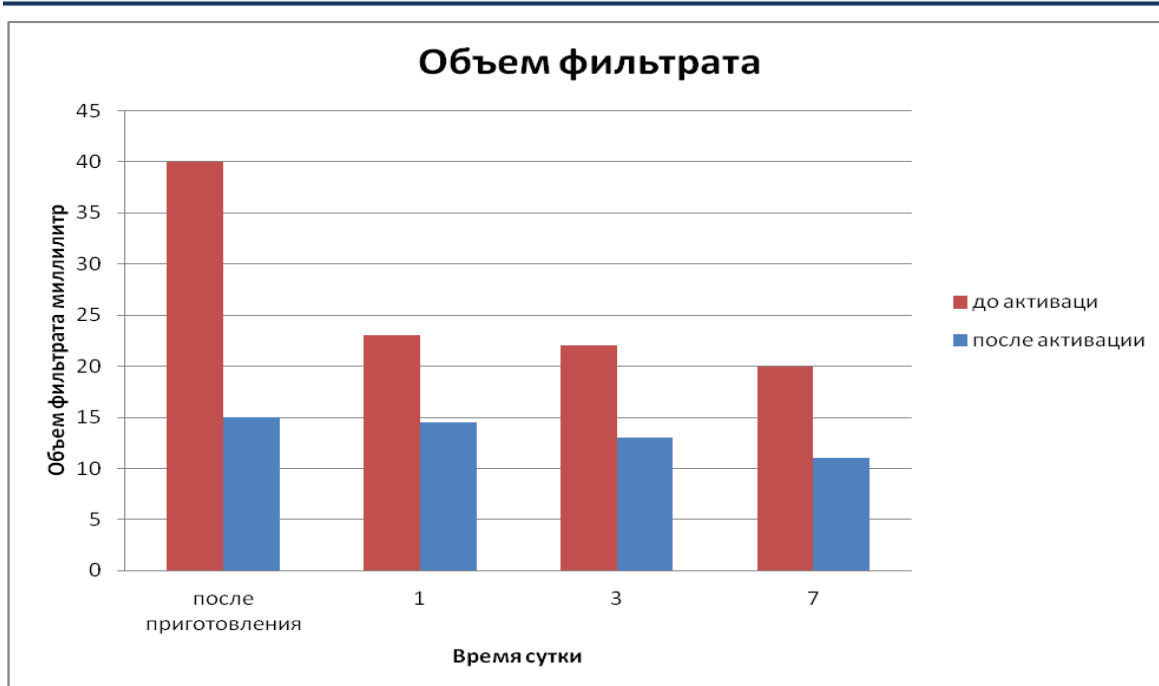


Рис. 3 Объем фильтрата после термической активации

Проведенные исследования показали перспективность использования сапропеля в качестве дисперсной фазы буровых растворов. В дальнейшем планируется продолжить исследования суспензий на основе сапропеля, модификации и активация их. Кроме того, будут выполнены работы по созданию рецептур буровых растворов на основе сапропелей пониженной влажности, что потребует дополнительного изучения особенностей процессов структурообразования таких дисперсий в зависимости от степени высушивания, концентрации твердой фазы, химических добавок и других факторов.

Литература

1. Влияние типа и группового состава торфа на свойства буровых растворов / С.Г. Маслов, С.М. Долгих, П.С. Чубик, Е.Б. Годунов//Химия растительного сырья. 2003. №3. С. 57–67
2. Фильтрация сапропелевых буровых растворов в пористой среде / И. И. Лиштван [и др.] // Инженерно-физический журнал. – 1988. – Т. 55, № 4. – С. 594-599
3. ГОСТ 11305-83 «Торф. Методы определения влаги», — Введ. 01.01.1984.— М.: Изд-во стандартов, 1983.— 8 с.

4. ГОСТ 26801-86 «Торф. Методы определения зольности в залежи», — Введ. 01.01.1987.— М.: Изд-во стандартов, 1986.— 5 с.
5. РД «Методика контроля параметров буровых растворов» 39-2-645-81. 2004г. - 138с.
6. ТУ 39-0147001-105-93 «Глинопорошок для буровых растворов» », — Введ. 1994.

ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ НА ТЕРРИТОРИИ Г. КЕМЕРОВО

Л.А. Строкова¹, В.Е. Ольховатенко², А.В. Леонова¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия*

Город Кемерово является административным центром Кузбасса. На его территории интенсивно ведется новое строительство, в том числе, высотное, и активно осваивается подземное пространство. При увеличении плотности застройки и повышении уровня ответственности возводимых объектов приоритетными задачами являются обеспечение их безопасности, социального и экологического комфорта для жителей, а также достижение максимальной экономической эффективности градостроительных мероприятий. Постоянный рост объемов инженерно-геологических изысканий и, как следствие, увеличение инженерно-геологической информации сделали актуальной задачу систематизации и анализа инженерно-геологических материалов прошлых лет, их использование для проведения текущих работ, построения прогнозных карт, ведения мониторинга опасных геологических процессов для целей градостроительства.

На территории города Кемерово наблюдаются такие физико-геологические процессы и явления, как речная эрозия, развитая на незадернованных склонах речных долин. Наиболее подвержены р.р. Люскус, Каменушка, в меньшей степени правые борта р. Камышная,

Куроискитим, Искитимка, а так же незадернованный правый берег р.Томь. Здесь же наблюдается выветривание горных пород и осыпи, особенно прогрессирующие в районе Мозжухинского карьера, Правой гавани и пионерлагерей вблизи д. Журавли. Имеет место заболоченность мелких речных долин, наиболее развитая по р.р.М.Чесноковка, Алыкаевка.

На значительной территории, особенно на высоких левобережных террасах и водоразделе, развиты лессовидные просадочные грунты. При замачивании они резко снижают свои прочностные и деформационные характеристики. В настоящее время городу приносят ущерб не только и не столько природные геологические процессы и явления сколько техногенные, связанные с деятельностью человека. Наиболее негативное влияние на инженерно-геологическую обстановку города оказывают техногенные процессы, связанные с подтоплением. Повышение уровня подземных вод приводит к уменьшению зоны аэрации, увеличению влажности подвальных помещений и первых этажей зданий, подтоплению фундаментов и подвалов [1].

Вследствие обводнения грунтов особенно просадочных, происходит значительное, а иногда арктическое, снижение их прочностных и деформационных свойств. В результате чего наблюдаются деформации зданий: театра оперетты [2], дома связи, городского аэровокзала и многих других жилых и административных зданий расположенных по проспекту Советский, улицам Островского, Дзержинского/ Деформационные трещины наблюдаются на корпусах промышленных предприятий "Азот", "Химмаш", "Химволокно".

Много деформаций зданий и сооружений на естественном основании особенно в первый год строительства возникает в результате морозной пучинистости грунтов из-за их промораживания в котлованах

под фундаментами. Грунты подвергаются пучинистости при глубине залегания уровня грунтовых вод до 2-3м от поверхности земли или поверхности дна котлована. Если учитывать процесс подтопления, то практически все грунты являются пучинистыми. Проектные организации учитывают этот фактор, но деформации все-таки происходят, как правило, из-за ошибок в строительной технологии производства работ. Величина абсолютной величины морозного пучения зависит от очень многих факторов (суровости зимы, продолжительности промораживания, литологии грунта, глубины уровня воды, высоты снежного покрова и прочее).

В настоящее время Леонова А.В. выполняет формирование пространственных инженерно-геологических данных на основе геоинформационных технологий. Их использование увеличивает эффективность и качество систематизации, анализа, ввода, хранения и обработки геологических материалов. Важным направлением этой работы является оценка влияния экзогенных геологических процессов (ЭГП) на городскую территорию, что, в свою очередь необходимо для принятия решения по выбору площадки для строительства с точки зрения технико-экономического обоснования.

Применение ГИС-технологий для оценки опасных геологических процессов требует не только создания четкой системы ввода, организации и хранения данных, получаемых в ходе инженерно-геологических изысканий, но и глубокого понимания особенностей развития процессов, характерных для исследуемой территории.

Литература

1. Ольховатенко, В. Е. Инженерно-геологические особенности строения и закономерности деформирования грунтовых оснований юго-восточной части Западно-Сибирской низменности / В. Е. Ольховатенко, В. В. Фурсов, М. В. Балюра // Известия вузов. Строительство. - 1993. - № 11/12. - С. 141-143.

2. Строкова Л.А. Численные расчеты осадок музыкального театра г. Кемерово // Инженерные изыскания. 2010. № 9. С. 50-57.

**МЕТОДОЛОГИЯ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА,
ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**
Н.А. Талиев, Н.А. Калдыбаев, Э. Абдрахманов, А. Маткалыков
*Ошский технологический университет, АО «Кыргызнефтегаз», г.
Ош, Кыргызстан*

Поддержание устойчивости стенок скважины является одной из основных задач, которые приходится решать при бурении нефтяных скважин. Неустойчивость ствола скважины является серьезным осложнением, характер которого зависит от условий в разбуриваемой формации. Тип бурового раствора, обеспечивающий максимальную устойчивость ствола, для каждой площади свой. Ни один раствор не может быть одинаково эффективен на всех площадях. Многие исследователи пытались положить в основу выбора бурового раствора классификацию глинистых сланцев по признаку минерального состава и структуры [1-5]. При таком подходе трудность состояла в том, что свойства глинистых сланцев определяются слишком большим числом переменных факторов, чтобы их можно было подразделить на отдельные простые категории. Кроме того, на устойчивость ствола влияют и другие факторы, такие как тектонические напряжения, поровые давления, характер залегания глинистой толщи и степень ее уплотненности.

Первым шагом при выборе композиции бурового раствора, призванной свести к минимуму осложнения в стволе скважины, является сбор максимально возможного объема информации о геологии, истории развития напряжений в породах и о распространении сбросов в регионе. По каротажным диаграммам, снятым в ближайших скважинах, следует определить градиенты температур и поровых давлений, а также

содержание воды в глинистых сланцах в пластовых условиях. Должны быть отобраны и исследованы в лаборатории образцы глинистых сланцев, вызывающих осложнения.

Лучше всего исследования проводить с использованием хорошо сохраненного кернового материала, но если такие керны отсутствуют, приходится обращаться к буровому шламу. Использование бурового шлама нежелательно, поскольку он подвергается гидратации и вступает в катионнообменные реакции с буровым раствором при движении вверх по стволу скважины. Пылевидный шлам из скважин, которые бурят с продувкой забоя воздухом, получают незагрязненным, но гидратационные изменения в шламе все-таки не исключены.

Должны проводиться следующие лабораторные исследования.

1. Анализ глинистых минералов при помощи рентгеновского дифрактометра, измерение катионообменной способности и выявление катионов, вступающих в реакции. В тех случаях, когда оборудование для этих исследований отсутствует, следует проводить испытание метиленовой синью. Это испытание позволяет приблизительно определить объемную долю монтмориллонита в глинистом сланце.

2. Построение изотерм адсорбции по методу Ченеверта. Эти исследования проводятся следующим образом. Высушенные частицы выбуренного глинистого сланца помещают в эксикаторы с насыщенными растворами разных солей с давлениями паров, изменяющимися в широких пределах. После выдержки в течение 1 сут. устанавливается 90%-ное равновесие; частицы шлама извлекают из эксикатора и взвешивают, рассчитывают содержание воды и строят зависимость содержания воды от относительной влажности. Активность воды в глинистом сланце при пластовых условиях определяется абсциссой точки изотермы с ординатой, равной содержанию воды в

сланце при пластовых условиях. Этот параметр характеризует потенциальное давление набухания глинистого сланца, который впитывает воду из бурового раствора. Чем ниже активность воды в пластовых условиях, тем выше максимально возможное давление набухания. Содержание соли в буровом растворе на углеводородной основе, необходимое для уравнивания активности глинистого сланца, можно рассчитать по графикам, аналогичным тем, которые приведены на (рис. 1 и 2).

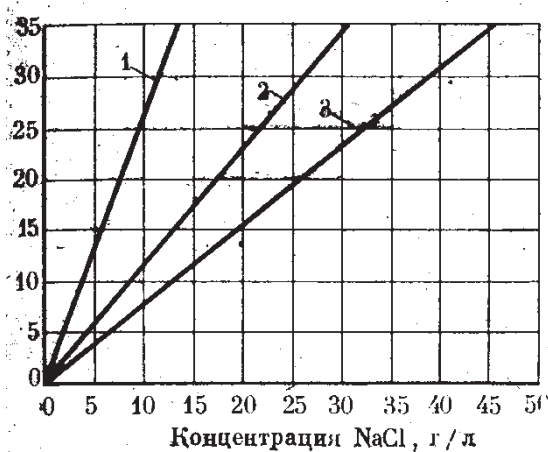


Рис. 1. Расход NaCl в буровых растворах на углеводородной основе с сбалансированной активностью внутренней водной фазы: 1- 0,1 % NaCl ($A_w=0,93$); 2-0,2% NaCl ($A_w=0,84$); 3-0,27% NaCl - насыщенный раствор ($A_w=0,75$)•

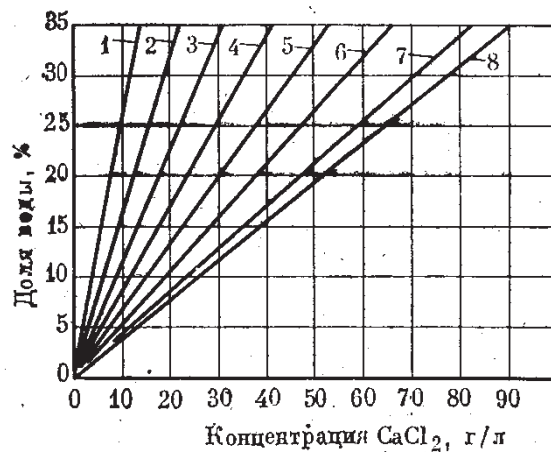


Рис. 2. Расход CaCl₂ в буровых растворах на углеводородной основе со сбалансированной активностью внутренней водной фазы: 1—0,1% CaCl₂ ($A_w=0,94$); 2— 0,15% CaCl₂ ($A_w=0,90$); 3-0,2% CaCl₂ ($A_w=0,83$); 4- 0,25% CaCl₂ ($A_w=0,74$); 5 — 0,3% CaCl₂ ($A_w=0,63$); 6 - 0,35% CaCl₂ ($A_w=0,52$); 7-0,4% CaCl₂ ($A_w=0,39$); 8 —0,426% CaCl₂ - насыщенный раствор ghb температуре 20°C ($A_w=0,32$)

Следует отметить, что достоверное значение содержания воды в естественном глинистом сланце нельзя рассчитать по плотности частиц

бурового шлама, но его можно получить с использованием образца, вырезанного из центральной части хорошо сохранившегося керна, или по данным плотностного каротажа.

3. Оценка диспергирующей способности. Эти исследования проводятся для того, чтобы определить долю твердой фазы, которая сохраняется в конкретном растворе. Для исследований может быть выбран любой набор стандартных условий, который подходит для местных глинистых сланцев и соответствует условиям в скважине. Обычно пробу бурового шлама фракции 2,00 - 4,76 мм (или осколки керна) сушат, взвешивают и перемешивают с исследуемым буровым раствором, в течение 12 ч при температуре 77°C. После этого буровой раствор пропускают, через сито с размером ячеек 0,177 мм, оставшиеся на сите частицы бурового шлама промывают, сушат и взвешивают.

Как информация о геологических условиях, так и результаты лабораторных исследований в одинаковой мере важны для выбора типа бурового раствора, который лучше всего обеспечит устойчивость ствола скважины. Несмотря на определенные трудности, связанные с влиянием многих переменных факторов можно предложить некоторые практические рекомендации, которые обязательно должны учитываться при выборе типа бурового раствора.

1. Полностью защитить сильно набухающие монтмориллонитовые сланцы можно только с помощью буровых растворов на углеводородной основе, имеющих сбалансированную активность водной фазы. Однако на небольших глубинах по экономическим соображениям часто целесообразно допустить некоторую неустойчивость ствола и применить полимерный хлоркалийевый буровой раствор.

2. Когда требуется использовать буровой раствор высокой плотности (для контроля аномально высоких пластовых давлений либо

для противодействия высоким напряжениям в горных породах в зонах повышенной надвиговой активности), необходим буровой раствор, допускающий значительное содержание твердой фазы, например известковый, гипсовый с хромлигносульфонатом или гуматно-калиевый буровой растворы. На больших глубинах при высоких забойных температурах следует использовать растворы на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

3. В цементированных глинистых сланцах, которые подверглись значительным тектоническим воздействиям, о чем свидетельствуют большие углы падения пластов и сбросы, почти наверняка будет происходить расширение ствола в результате потери устойчивости, независимо от типа используемого бурового раствора. В этих случаях рекомендуется использовать буровой раствор, который может быть легко очищен, например полиакриламидный хлоркалийевый раствор с предварительно гидратированным бентонитом или хлоркалийевый раствор с ксантановой смолой, имеющей поперечные связи между молекулами.

4. При вскрытии глинистых сланцев, имеющих проницаемые пропластки, необходимых фильтрационных свойств полимерных буровых растворов можно добиться добавлением крахмала или производных целлюлозы.

5. Когда проведение геофизических исследований в скважине или экологические требования обязывают применять буровые растворы на пресной воде, рекомендуется использовать полимерный диаммонийфосфатный раствор.

Лабораторные исследования поведения буровых растворов целесообразно проводить, когда нужно выбрать наилучший из нескольких или определить оптимальную композицию для конкретного

раствора. Такие исследования должны выполняться при моделируемых скважинных условиях. В процессе таких исследований образцы глинистого сланца нельзя просто погружать в испытуемый раствор, так как получаемые результаты могут ввести в заблуждение. Ничем не ограниченный глинистый сланец может разрушиться без возникновения в нем заметного давления набухания, в то время как сланец, вскрытый в скважине, не будет разрушаться до тех пор, пока давление набухания не станет достаточным, чтобы центробежное растягивающее напряжение превысило предел текучести.

Исследования рабочих свойств могут проводиться на буровом стенде с микродолотом или на модели скважины, такой как показана на (рис. 3).

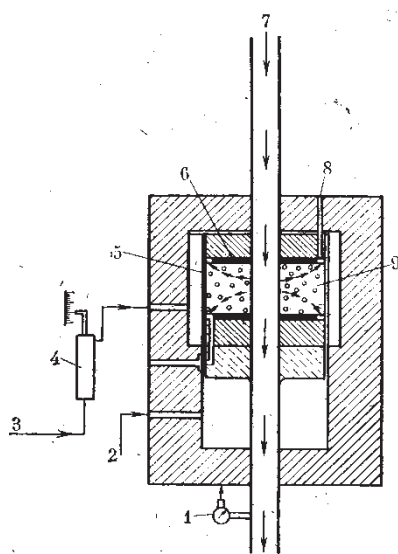


Рис. 3. Модель ствола скважины:
1 — микрометр; 2 — к гидравлическому поршню для создания вертикального напряжения; 3 — масло; 4 — расходомер; 5 — давление жидкости на резиновый кожух, обеспечивающее давление обжима; 6 — уплотнение; 7 — испытуемая жидкость под давлением; 8 — сброс порового флюида; 9 — образец глинистого сланца

Образцы вырезаются из кернов или реконструируются в уплотнительной камере из водного раствора порошкообразного глинистого сланца. Природные образцы позволяют более точно воспроизвести условия в скважине, но так как не существует двух абсолютно одинаковых природных образцов, каждый эксперимент должен повторяться на нескольких таких образцах, а результаты усредняться. Реконструированные образцы обеспечивают значительно

лучшую воспроизводимость результатов, но при этом можно делать только качественную оценку, поскольку условия, которые возникли в горной породе за несколько миллионов лет, не могут быть точно воспроизведены в лаборатории всего за несколько дней.

Время, необходимое для уплотнения, резко возрастает с увеличением высоты образца, так как вначале уплотнение происходит по базальным поверхностям, что значительно ограничивает отток воды от центра образца. Однородный образец высотой 50 мм с равномерно распределенным давлением уплотнения может быть изготовлен за один день. Результаты исследований поведения выбранных буровых растворов на модели скважины могут быть использованы для оценки их влияния на характер разрушения (пластическое течение или хрупкое разрушение с образованием твердых обломков); гидратацию стенки центрального канала в образце, которая может быть определена путем отбора пробы из гидратированной зоны у стенки канала и сравнения содержания воды в ней с содержанием воды в первоначальном образце; диаметр канала, который можно определить по объему нефти, необходимому для его заполнения. Если канал расширится настолько, что образец разрушится, время до разрушения может быть использовано в качестве одного из параметров.

Сохранение устойчивости ствола только при условии поддержания заданных свойств раствора. Именно поэтому так важно проводить частые проверки свойств бурового раствора и на их основе - его исправительные обработки. При бурении с использованием полимерных буровых растворов очень важно, чтобы концентрация полимера поддерживалась на требуемом уровне. Снижение концентрации полимера вследствие адсорбции на частицах бурового шлама происходит очень быстро, особенно при высоких скоростях бурения. По

мере снижения концентрации полимера увеличивается скорость диспергирования шлама, что еще больше увеличивает скорость адсорбции полимера. Адсорбция полимера продолжается до тех пор, пока концентрация полимера не приблизится к нулю, что ведет к серьезной дестабилизации ствола скважины.

Для поддержания устойчивости ствола важно обеспечить правильный режим бурения. Опыт показывает, что при сохранении вертикальности ствола и исключении его резких искривлений в глинистых сланцах, вызывающих осложнения, происходит значительно менее интенсивное увеличение диаметра скважины. Для снижения до минимума пульсаций давления во время спуско-подъемных операций скорость движения бурильной колонны должна поддерживаться на низком уровне. Высокие скорости раствора в затрубном пространстве вызывают увеличение диаметра ствола при разбурировании галечников и обваливающихся сильно напряженных пород, а также усиливают расширение ствола в результате взаимодействия глинистых сланцев с буровым раствором.

Литература

1. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. Под ред. проф. А.И. Пенькова. - Волгоград, 2000. -139 с.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). М.: Недра, 1985.-509 с.
3. Ивачев Л.М.. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. Учебник для вузов. - М: Недра, 1987. -242 стр.
4. Паус К.Ф. Буровые растворы / К.Ф. Паус. - М.: Недра, 1973 – 303 с.
5. Рязанов А.С. Справочник по буровым растворам. М, Недра. 1979.-21 с.

О ВОПРОСАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПОРОВО- ТРЕЩИННОГО ТИПА

Т.В. Трефилова

Научный руководитель профессор Г.В. Миловзоров
*Удмуртский государственный университет, Институт нефти и
газа имени М.С. Гуцриева, г. Ижевск, Россия*

Первичное вскрытие продуктивных отложений бурением с использованием определенных типов буровых растворов является решающим фактором успешного освоения и дальнейшей разработки нефтяных и газовых месторождений. Есть некоторый опыт извлечения керна с водонасыщенностью, близкой к естественной в поровом коллекторе с применением малоглинистых буровых растворов. Однако, рецептуры буровых растворов, обеспечивающих сохранение естественных свойств коллектора порово-трещинного типа, разработаны недостаточно. Природные резервуары нефти и газа, приуроченные к карбонатным толщам, отличаются крайне сложным строением, значительной неоднородностью свойств и одновременным наличием поровых, трещинных и каверно-порово-трещинных типов коллекторов [1].

При изучении влияния промывочной жидкости на вскрываемые карбонатные коллекторы нефти и газа необходимо уделять особое внимание составу твердой фазы, которая, как показал проведенный нами анализ, оказывает наибольшее воздействие на продуктивные пласты.

Значительное влияние на степень загрязнения пристволенной зоны пласта оказывает и зона проникновения фильтрата. Одним из способов уменьшения радиуса зоны проникновения является формирование незначительной по мощности зоны кольматации, легко разрушаемой при освоении скважин.

В связи с этим вопрос использования буровых растворов, позволяющих сохранить коллекторские свойства продуктивных карбонатных коллекторов порово-трещинного типа является актуальным [3].

Проведены испытания образцов керна карбонатного типа с использованием Тестера линейного набухания в динамических условиях. (рис. 1). Прибор оснащен специализированным программным обеспечением OFI Testing Equipment, Inc. Houston, Texas, USA. Тестер позволяет исследовать взаимодействие бурового раствора, находящегося в движении с образцами керна с заданными условиями.

При заполнении ячеек буровым раствором и исследуемым керном при постоянной циркуляции раствора была установлена температура 35-40 °С. (температура при вскрытии продуктивного пласта интервала 1200-1300м.). Характеристики керна и рецептуры бурового раствора представлены в таблице 1.

Графики изменения линейного размера образцов керна представлены на рис. 2 и рис. 4.



Рис.1 Тестер линейного набухания в динамических условиях

Таблица 1

**Характеристики керна карбонатного коллектора и рецептуры
 бурового раствора**

<i>Характеристики керна карбонатного коллектора</i>	<i>Рецептура бурового раствора</i>
Образец №1 скв. 403 Черновское месторождение Верей Интервал 1205- 1208 м . Пористость – 18,6% Проницаемость – 18,8мкм ² Остаточная водонасыщенность – 29,6%	Техническая вода -1 л Биополимер «Гаммаксан» – 3 г/л Полиэколь – 3 г/л Крахмальный реагент «Аммилор» – 4 г/л Хлористый калий – 50 г/л Фильтрация – 13 см ³
Образец № 2 скв. 403 Черновское месторождение Башкирский Интервал 1226-1229 м. Нефтенасыщенный Пористость – 7,8% Проницаемость – 32,1 мкм ² Остаточная водонасыщенность – 20,8%	Техническая вода - 1 л. Биополимер «Биосин» – 3 г/л Крахмальный реагент Оснопак (высоковязкий) – 3 г/л Сода кальцинированная – 2 г/л Калий хлористый – 50 г/л Полиэколь – 2 г/л Фильтрация 12 см ³

На графике (рис. 2) на начальном этапе размер образца изменился с 20,477 мм. до 20,505 мм., что составляет 0,14 %. Причина в том, что фильтрат активно начинает проникать в породу по незакольматированным кавернам и трещинам. Формирование рыхлой фильтрационной корки (рис.3) на начальных этапах также объясняет резкий скачок изменения линейного образца до 0,14 %. По истечении 2 часов эксперимента размер корки образца уменьшается (рис. 2) до 20,479 мм., что составляет 0,01 %.



Рис. 2 График зависимости линейного набухания образца керна №1. Скв. 403 Черновского месторождения интервала 1205-1208 м.

Исследуемые буровые растворы имеют довольно высокую фильтрацию, что позволило исследовать влияние фильтрата на породу в зависимости от состава бурового раствора. Как видно из графиков, линейный размер образца №1 изменился на 0,01%, образца №2 на 0,2%, что связано с некоторыми различиями в характеристиках кернов. Результаты изменения линейных размеров образцов представлены в таблице №2.

Таблица 2

Результаты изменения линейного размера образцов

№ образца	Линейный размер до испытаний, мм.	Линейный размер после испытаний, мм.	Изменение линейного размера, %
№1	20,477	20,479	0,01
№2	20,250	20,295	0,20



До испытаний



После испытаний

Рис. 3 Образец керна №1 до и после испытаний

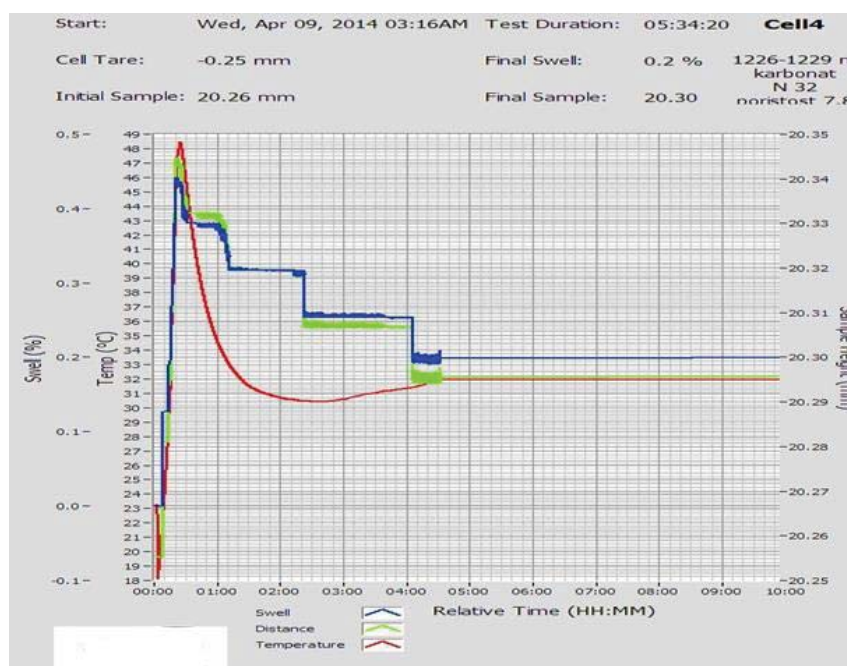


Рис. 4. График зависимости линейного набухания образца керна №2. Скв. 403 Черновского месторождения интервала 1226-1229 м.

На графике (рис.4) на начальном этапе размер образца изменился с 20,250 мм. до 20, 345 мм., что составляет 0,5 %. По истечении 4 часов размер образца уменьшился до 20,295 мм., что составляет 0,2%. Это значительно больше, чем изменение линейного размера образца №9, что связано с различием проницаемости керна.



До испытаний



После испытаний

Рис. 5 Образец керна №2 до и после испытаний.

Образцы керна устойчивы при взаимодействии с фильтратом бурового раствора при заданных условиях, что позволяет сделать вывод о возможности использования данных растворов при бурении карбонатных коллекторов порово-трещинного типа.

Литература

1. Гавура В.Е. Контроль и регулирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений М.: ВНИИОНГ, 2001, 340 С.
2. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей: учебное пособие в 2-х частях; ч.1. Ухта: УГТУ, 2008. 164С.
3. Чихоткин В.Ф., Третьяк А.Я, Рыбаленко Ю.М, Бурда М.Л. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами в осложненных условиях//Бурение и нефть, 2007 №7/8 С.58.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТЕНДОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА ГАЗОЖИДКОСТНЫМИ СМЕСЯМИ

М.В. Турицына, А.А. Яковлев, Д.Г. Петраков

**Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия**

В условиях аномально низких пластовых давлений может иметь место промывка газожидкостными смесями, что значительно усложняет расчет параметров, обеспечивающих безаварийную проводку скважин. Поэтому особенно важно произвести проверку разрабатываемых составов в стендовых условиях. Для приближенного гидродинамического прогнозирования процесса при проведении

стендовых исследований с целью получения более точной характеристики потока используются критериальные уравнения подобия, такие как геометрическое и кинематическое. На гидродинамику процесса промывки скважины газожидкостной смесью в большей степени влияет газосодержание, зависящее от расходов фаз. Расход фаз – кинематический фактор, который можно учесть с помощью критерия Фруда (Fr). У ряда исследователей он представлен разными зависимостями [1, 2, 4], в целом характеризующими отношение сил инерции системы к силе тяжести.

Уравнение, полученное В.А. Петровым, Е.Г. Леоновым и Б.С. Филатовым, наиболее целесообразно для гидродинамики процесса промывки газожидкостной смесью, поскольку учитывает скорость её потока:

$$Fr = \frac{w_c^2}{g \cdot d} = \frac{(Q_2 + Q_{ПОЖ})^2}{g \cdot D \cdot F^2}. \quad (1)$$

Очевидно, что при расчете объёмного газосодержания по модифицированной модели разница между пластовым давлением и половиной допустимого значения депрессии на пласт будет являться искомым забойным давлением $P_{заб} = P_{пл} - 0,5 \cdot \Delta P$. Введем безразмерный эквивалент давления:

$$k_p = \frac{P_{заб}}{P_{ГСТ}} = \frac{P_{заб}}{g \cdot \rho_{ГЖС} \cdot H_{скв}} = \frac{P_{заб} / H_{скв}}{g \cdot \rho_{ГЖС}}.$$

Тогда выражение

$$\beta = 1 - \frac{P_{пл} - 0,5 \cdot \Delta P}{g \cdot \rho_{ГЖС} \cdot H_{скв}},$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины, м, примет вид $\beta = 1 - k_p$. Поскольку

$$Q_2 = \frac{\beta \cdot Q_{ПОЖ}}{1 - \beta}, \text{ тогда}$$

$$Q_z = \frac{(1 - k_p) \cdot Q_{\text{ПОЖ}}}{k_p}. \quad (2)$$

Подставляя (2) в (1) получим:

$$Fr = \frac{\left(\frac{(1 - k_p) \cdot Q_{\text{ПОЖ}}}{k_p} + Q_{\text{ПОЖ}}\right)^2}{g \cdot D \cdot F^2} = \frac{Q_{\text{ПОЖ}}^2}{g \cdot D \cdot F^2 \cdot k_p^2}.$$

На установке для исследования проницаемости кернов, изготовленной на опытном заводе «НефтеКИП», были произведены стендовые исследования проникающей способности газожидкостной смеси в образцы керна.

Была проведена серия исследований с целью проверки математической модели промывки скважины газожидкостными смесями [3] на предмет достижения расчетных забойных давлений (и соответствующего значения депрессии) для обеспечения непроникновения газожидкостной смеси в образец горной породы при рекомендуемых расчетных значениях расходов фаз. Проверка методики была осуществлена для смесей, аэрированных воздухом и азотом, плотность пенообразующей жидкости составляла 1015 кг/м³.

Расчетный анализ по модифицированной методике был выполнен для скважины диаметром 0,228 м обсаженной колонной с внутренним диаметром 0,26 м длиной 1400 м; наружный диаметр бурильных труб – 0,08 м; внутренний диаметр – 0,065 м; тип соединений бурильной колонны – муфтово-замковый.

В таблице 1 представлены расчетные данные для проведения серии экспериментальных исследований на стенде. Проведен расчет для условных скважин, глубины и давления которых привязаны к реальным месторождениям.

Таблица 1

Расчет параметров расхода фаз для проведения стендовых исследований через безразмерный коэффициент подобия

Параметры	Условия исследования					
	Пласт	Стенд	Пласт	Стенд	Пласт	Стенд
Глубина скважины, м	1850		1950		1995	
Пластовое давление, МПа	16,9		14,4		17,7	
Газ для аэрации	азот					
Критерий Фруда, $\cdot 10^3$	1,162		9,647		1,182	
Расход жидкости, $\text{см}^3/\text{с}$	24000	9,94	18000	7,45	25000	10,35
Расход газа, $\text{см}^3/\text{с}$	4080	1,69	7587	3,14	3358	1,39
Газ для аэрации	воздух					
Критерий Фруда, $\cdot 10^3$	1,187		1,007		1,202	
Расход жидкости, $\text{см}^3/\text{с}$	24000	9,94	18000	7,45	25000	10,35
Расход газа, $\text{см}^3/\text{с}$	4394	1,82	8142	3,37	3599	1,49

В ходе эксперимента в первой части насосами нагнеталась газожидкостная смесь при расчетных значениях расходов фаз. Графики, получаемые путем обработки экспериментальных данных, для каждой из трех условных скважин и обоих использованных газов имеют подобный вид, поэтому представлена только одна из диаграмм. Как видно из рисунка 1, давление закачки (1), соответствующее забойному давлению в бурящейся скважине, после достижения критического значения, при котором имел место «прорыв» (начиналось прокачивание жидкости через образец породы), характеризуется через некоторое время резким ростом давления на выходе (1).

Во второй части эксперимента клапан сброса настраивался таким образом, чтобы давление закачки не доходило на 10-15% до своего критического значения. Как видно из графиков, давление закачки (2) на определенном этапе доходит до своего экстремального значения, при котором срабатывает предохранительный клапан, через который

жидкость направляется на линию сброса, имитируя движение с забоя на поверхность, после чего стабилизируется и выходит на постоянный уровень, характеризующий забойное давление. При этом на выходе из образца не наблюдалось фильтрации жидкости, что регистрировалось манометрами – давление на выходе (1).

Как видно из рисунка, при поддержании расчетных значений расходов фаз обеспечивается условие качественного вскрытия продуктивного горизонта с сохранением фильтрационных характеристик пласта. Расходы, превышающие расчетные на 10-15%, могут привести к проникновению смеси в пласт, что влечет за собой кольматацию призабойной зоны и последующее снижение проницаемости.

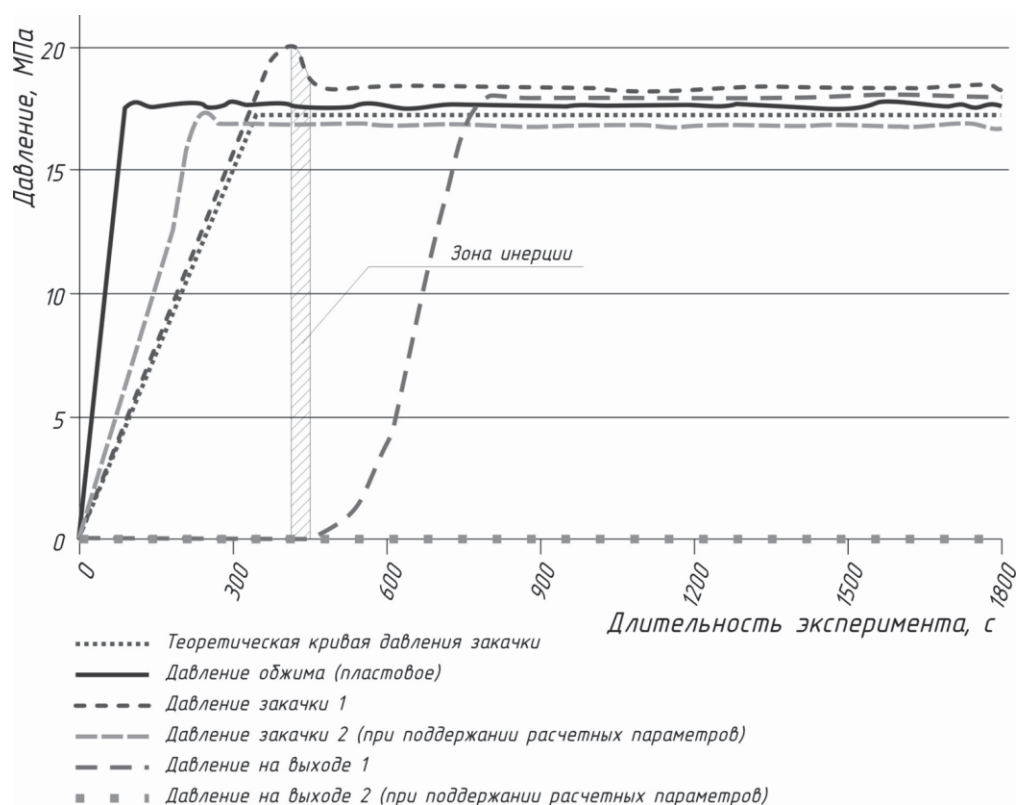


Рис.1 Экспериментальные исследования для условий, аналогичных скважинным: глубина – 1995 м, пластовое давление – 17,7 МПа, промывка газожидкостной смесью, азрированной азотом

Расчетные кривые для значений забойного давления приближены к полученным экспериментальным значениям давлениям закачки, соответствующих забойным, что говорит о высокой точности расчета. Результаты сопоставления приведены в таблице 2.

Таблица 2

Сравнение опытных с расчетными по разработанной методике значений давления нагнетания (по условной скважине)

Пластовые условия		Газ для аэрации	Давление на забое, МПа		Относительная ошибка $\frac{P_3^p - P_3^o}{P_3^o} \cdot 100, \%$
Глубина скважины, м	Давление, МПа		опытное P_3^o	расчетное P_3^p	
1850	16,9	воздух	15,789	16,331	3,43
		азот	15,984	16,474	3,07
1950	14,4	воздух	12,922	13,54	4,78
		азот	13,245	13,837	4,47
1995	17,7	воздух	16,594	17,014	2,53
		азот	16,976	17,197	1,30

Приведенные в таблице 2 данные показывают удовлетворительное совпадение расчетных значений давления по рассматриваемой методике с экспериментальными данными. Относительные ошибки обусловлены неучтенными потерями давления в циркуляционной системе скважины. Однако при бурении скважин, на забойное давление будет оказывать влияние уширение ствола, отличное от запроектированного, что учесть не представляется возможным, поскольку в каждой последующей скважине коэффициент может отличаться от данных кавернограмм предыдущих скважин, поэтому относительная ошибка всегда будет иметь место.

По проведенным исследованиям можно сделать вывод, что разработанная гидродинамическая модель промывки скважины с применением газожидкостных смесей позволяет определить расходы фаз, обеспечивающие потребное давления нагнетания и давление на

забое с учетом допустимой депрессии на пласт при первичном вскрытии пластов с аномально низкими давлениями с точностью, достаточной для инженерных расчетов ($\pm 1,30 \div 4,78$ %).

Литература

1. Винников С.Д. Анализ критериальных зависимостей Рейнольдса и Фруда применительно к автомоделной области турбулентного потока / С.Д. Винников, Е.А. Доля, Е.В. Давыденко // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. – 2011. – № 21. – С. 11-19.
2. Мураев Ю. Д. Газожидкостные системы в буровых работах / Ю. Д. Мураев. – СПб. : СПГГИ (ТУ), 2004. – 123с.
3. Турицына М.В. Гидродинамическое обоснование применения газожидкостных смесей для вскрытия пластов с аномально низкими давлениями : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Турицына Мария Владимировна. – СПб., 2013. – 142с.
4. Чилап А.Я. К согласованию критериев подобия / А.Я. Чилап // Георесурсы. – 2007. – № 4. – С. 7.

РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОВЕРХНОСТЕЙ ЦЕНТРАТОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Р. И. Фазлыева, Б.А. Хузин

Научный руководитель профессор Л.Б. Хузина

Альметьевский государственный нефтяной институт, г.

Альметьевск, Республика Татарстан, Россия

На сегодняшний день экономический потенциал государств становится все более зависимым от наличия национальных энергетических ресурсов.

Основные нефтегазовые месторождения Поволжья находятся на завершающей стадии разработки, характерной особенностью которой является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, снижение коэффициента нефтеотдачи и высокая степень обводненности, если на 1960-е гг. доля трудноизвлекаемых запасов составляла меньше 10-15%, то после 2011 это значение приближается к 60%, в то время как коэффициент нефтеотдачи снизился с 0,48 до 0,38 (см. рис. 1) [5].

Согласно высказыванию начальника отдела развития нефтегазового комплекса департамента добычи и транспортировки нефти и газа Министерства энергетики РФ Талипова Р. Р. на круглом столе госпрограммы «Энергоэффективность и развитие энергетики»: к 2020 году доля трудноизвлекаемых запасов увеличится на 11 % [21].

В свою очередь, еще Григорян А. М., пионер горизонтального бурения, писал: «Нефти остается в недрах в четыре раза больше, чем ее извлекают» и обосновал необходимость бурения многозабойных и горизонтально-разветвленных скважин [2]. Для извлечения трудноизвлекаемых запасов на сегодняшний день актуальным является бурение скважин с горизонтальным окончанием. Однако бурение таких скважин имеет свои трудности, такие как доведение нагрузки до долота, значительные силы трения бурильной колонны о стенки скважины [18, 19].

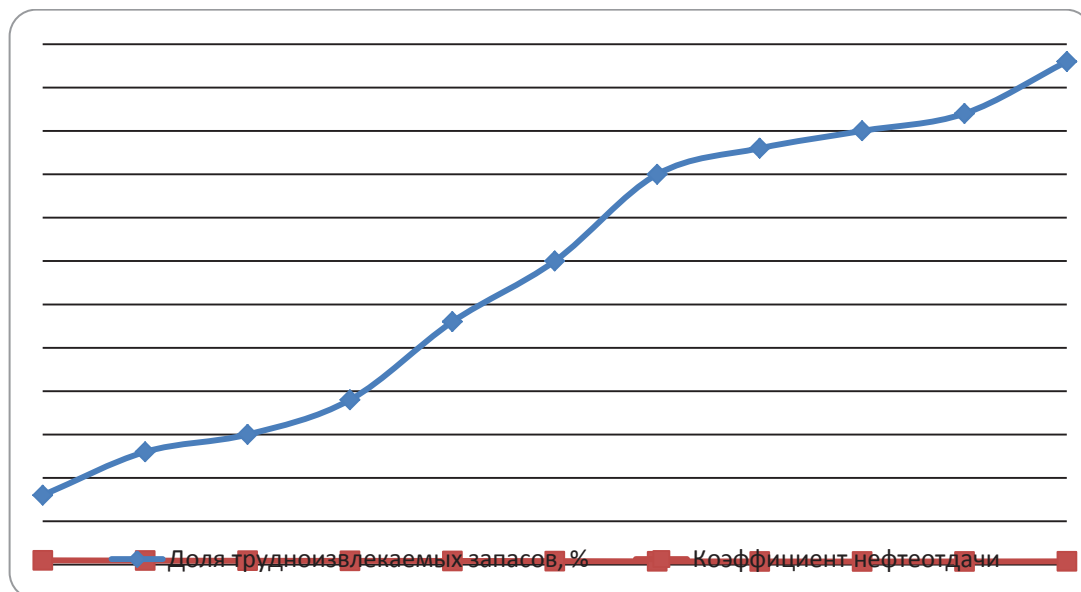


Рис. 1 Динамика изменения доли трудноизвлекаемых запасов и коэффициента нефтеотдачи [5]

На кафедре Бурения нефтяных и газовых скважин Альметьевского государственного нефтяного института (АГНИ) ведутся исследования методов, позволяющих снижать коэффициент трения бурильной

колонны о стенки скважины [2,3]. Одним из таких методов является включение в компоновку низа бурильной колонны технических устройств типа калибраторов, центраторов, осцилляторов, вибродемпферов, вибраторов, яссов и т.д.

Таблица 1

Типы конструкций центраторов для бурения скважин

Плоскостная площадь соприкосновения		Линейная пл. соприкосновения	Кольцевая площадь соприкосновения								
прямое расположение лопастей			металлический опорный элемент	резиновый опорный элемент							
установка на забойном двигателе	установка на колонне	левоспиральные			правоспиральные						
передвижной центратор забойного двигателя 3-ЦДП	наддолготный центратор-стабилизатор для бурения забойным двигателем	3-х лопастной центратор КЛВ	4-х лопастной центратор КЛВ	6-ти лопастной центратор КЛВ	6-ти лопастной центратор скважинного оборудования ОАО «Газнефть»	Центратор спиральный для бурения с забойным двигателем КЛС	роликовый центратор ЗХБ	скользящий центратор	центратор-турбулизатор шариковый ЦТШ	центратор скважинного оборудования ОАО «Газнефть»	центратор-турбулизатор шаровой

Был проведен обзор существующих на сегодняшний день центраторов, применяемых при бурении наклонно-направленных нефтяных скважин, на основании которого, в порядке обсуждения в таблице 1 приводится один из вариантов классификации по фактической

площади соприкосновения центратора со стенками скважины [8-14]. Прделанная работа не претендует на полноту и глубину охвата всех материалов, работа в этом направлении еще ведётся и впоследствии схема может дополняться.

Предложенная классификация центраторов по фактической площади соприкосновения центратора со стенками скважины позволит выявить наиболее оптимальные конструкции, которые могут значительно уменьшить фактическую площадь контакта колонны со стенками и тем самым снизить коэффициент силы трения на горизонтальных участках скважины.

На кафедре бурения АГНИ был разработана новая конструкция скользящего центратора, включающего корпус с концевыми частями в виде центрирующих колец, соединенных между собой ребрами. При этом подвижные металлические шарики в центрирующих кольцах перекатываются по стенкам скважины, обеспечивая надежное центрирование и стабилизацию бурильной колонны в скважине [7].

Рассмотрим некоторые теоретические вопросы, касающиеся основных характеристик поверхности центраторов, в частности площади контакта и количества пятен контакта, которые непосредственно влияют на коэффициент трения. Контакт шероховатых поверхностей характеризуется площадью контакта центратора и обсадной колонны или стенки скважины. Используем понятие номинальной – A_n , контурной – A_k и фактической площадей контакта – A_ϕ . Для шероховатых поверхностей обычно принимается $A_n \equiv A_k$. Фактическая площадь контакта A_ϕ соответствует площади контакта микронеровностей, образующих шероховатость поверхности. Наиболее часто A_ϕ составляет 0,01...0,10 % от A_n . Номинальная площадь A_n

совпадает со всей номинальной площадью контактирующих поверхностей [17].

Приведем случай нахождения бурильной колонны на горизонтальном участке скважины, когда центратор контактирует со стенкой скважины. В качестве базы сравнения приводятся различные конструкции центраторов, в частности: с кольцевой (скользящий центратор), линейной (роликовый центратор) и плоскостной (лопастной центратор) площадями соприкосновения.

а) Кольцевая площадь соприкосновения (см. рис. 2). В этом случае площадь контакта равна площади круга и определяется из выражения (1):

$$A_H = \pi \cdot R_{кр}^2 = \pi \cdot (0,5 \cdot \sqrt[3]{6 \cdot F \cdot R \cdot \theta_\Sigma})^2 \quad (1)$$

где $R_{кр}$ – радиус круга площадки контакта шарика центратора со стенкой скважины, мм;

F – сила притяжения центратора к стенке скважины, кН;

R – кривизна в зоне упругого контакта шарика центратора со стенкой скважины, мм;

θ_Σ – упругая постоянная для случая контакта двух твердых тел.

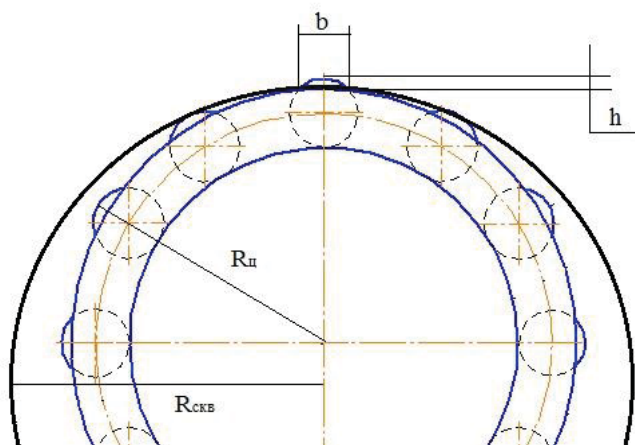


Рис. 2 Схема к расчету площадки $R_{скв}$ ($R_{ок}$) контакта b и сближения h

б) Линейная площадь соприкосновения (см. рис. 3). Длина площади контакта равна длине роликового элемента центратора, а ширина площадки контакта b_1 предопределяется из выражения (2) [17]:

$$b_1 = 2,256 \left(\frac{\theta_{\Sigma} RF}{L_{рол}} \right)^{0,5} \quad (2)$$

где $L_{рол}$ – длина роликового элемента, мм.

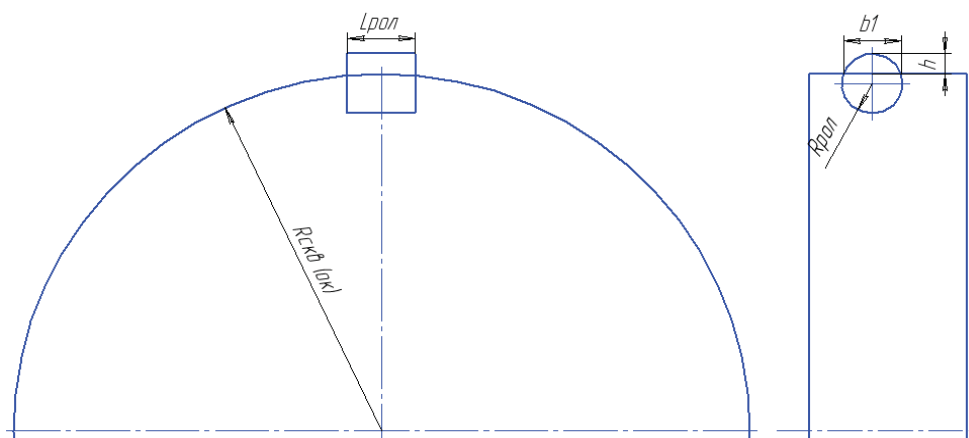


Рис. 3 Схема к расчету площадки $R_{скв}$ ($R_{ок}$) контакта b и сближения h

В этом случае, номинальная площадь контакта определяется по формуле (3)

$$A_n = b_1 L_{рол} = 2,256 \left(\frac{\theta_{\Sigma} RF}{L_{рол}} \right)^{0,5} \cdot L_{рол} \quad (3)$$

в) Плоскостная площадь соприкосновения (см. рис. 4). Длина площади контакта равна длине лопасти центратора, а ширина площадки контакта b_1 предопределяется из выражения (4) [17]:

$$b_1 = 2,256 \left(\frac{\theta_{\Sigma} RF}{L_{лоп}} \right)^{0,5} \quad (4)$$

где $L_{лон}$ – длина лопасти центратора.

В этом случае, номинальная площадь контакта находится по формуле (5)

$$A_H = b_1 L_{лон} = 2,256 \left(\frac{\theta_{\Sigma} R F}{L_{лон}} \right)^{0,5} \cdot L_{лон} \quad (5)$$

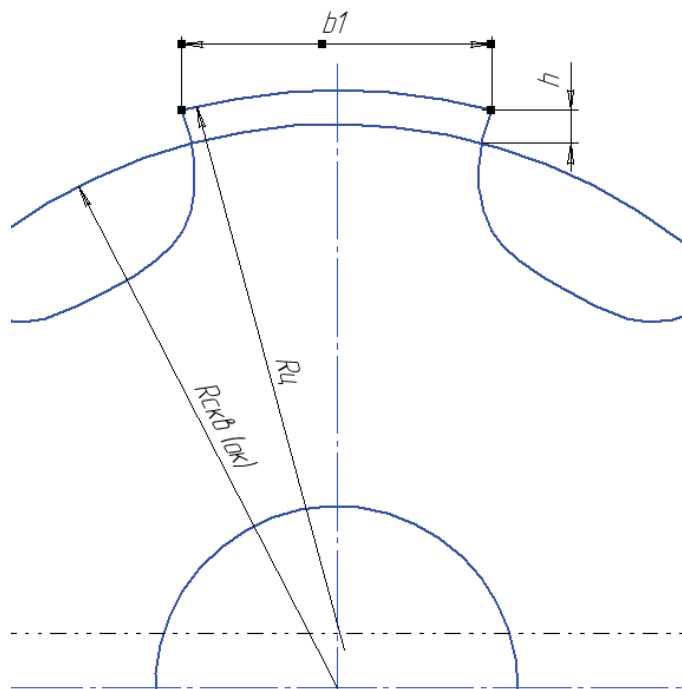


Рис. 4 Схема к расчету площадки $R_{скв}$ ($R_{ок}$) контакта b и сближения h

Таблица 2

Значения номинальной площади контакта и количества пятен контакта в зависимости от типа площади контакта

№ п\п	Тип площади соприкосновения центратора	Номинальная площадь контакта A_n , мм ²	Количество пятен контакта $n_0 \cdot 10^3$
1	кольцевая	1,58	1,63
2	линейная	4,43	4,55
3	плоскостная	180,5	18,65

Определим число пятен контакта из выражения (6)

$$n_0 = \frac{A_{\phi}}{a_r} \quad (6)$$

где a_r – площадь одного пятна.

В качестве допущения предположим, что при упругом контакте площадь одного пятна будет одинакова и равна 48,4 мм² [17].

Полученные значения заносим в таблицу 2 и отражаем на графике 5.

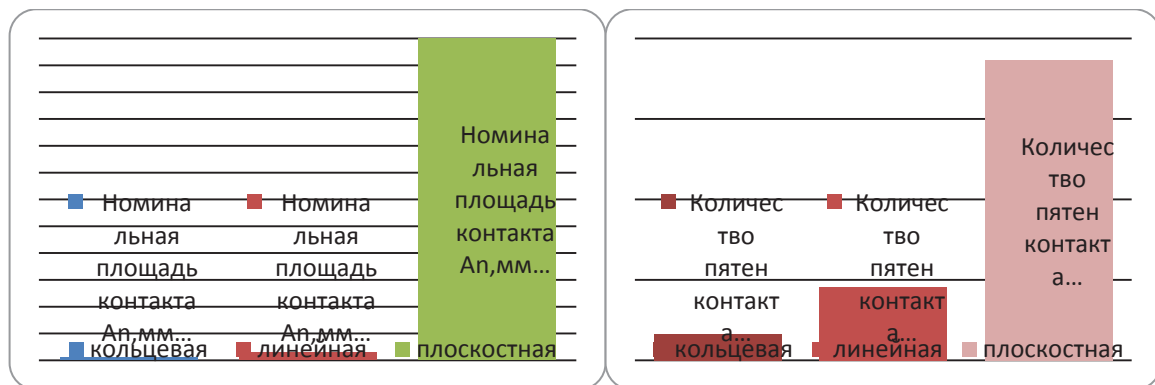


Рис. 5 График значений номинальной площади контакта и количества пятен контакта для различных центраторов

Приведенные расчеты основных характеристик центраторов показали, что наименьшую площадь контакта и количество пятен контакта имеет скользящий центратор. Необходимы дальнейшие теоретические и лабораторные исследования для оптимизации конструкции скользящего центратора.

Литература

1. Габдрахимов М.С., Галеев А.С., Хузина Л.Б. Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. – СПб.: Недра, 2011. – 244 с.
2. Григорян А. М. Нефти остается в недрах в четыре раза больше, чем ее извлекают//Основной ресурс. – Самара, 2005. – №1.
3. Ибрагимов Н. Г., Мотина Л. И., Гараев Л. Г. и др. Техничко-экономический анализ и перспективы повышения эффективности применения новых технологий в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – М., 2013. – № 7. – С. 5 – 7.

4. Исмаков Р. А. Некоторые вопросы строительства многоствольных скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. – М., 2013. – № 10. – С. 20 – 22.
5. Крянев Д. Ю., Жданов С. А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами// Бурение и нефть. – М., 2012. – № 8. – С. 29-34.
6. Овчинников П., Салтыков В., Яковлев И. и др. Совершенствование конструкции низа бурильной колонны // Бурение и нефть. – М., 2006. – № 12. – С. 30-31.
7. Пат. на полезную модель 127805Е21 Россия МПК Е21 В17/10. Скользящий центратор. Хузина Л. Б., Шафигуллин Р. И., Фазлыева Р. И., Теляшева Э. А. Заявлено. 13.12.2012; Оpubл. 10.05.2013. – 6 с.: ил.
8. Пат. 2255198 Россия МПК Е 21 В 17/10. Центратор-турбулизатор шаровой. Яковлев И. Г. Заявлено. 11.03.2004; Оpubл. 27.06.2005. – 5 с.: ил.
9. Пат. 2233962 Россия, МПК Е 21 В 17/00. Наддолотный центратор для бурения забойным двигателем. Бикчурин Т. Н., Студенский М. Н., Антипов А. П., Замалиев Т. Х., Шаяхметов А. Ш., Вакула А. Я., Гимазов Э. Н. ООО «Татнефть-Бурение». Заявлено. 11.11.2002; Оpubл. 10.08.2004. – 5 с.: ил.
10. Пат. 2374422 Россия МПК Е 21 В 17/00. Центратор скважинного оборудования. Рахманов Р. Н., Ахмадишин Ф. Ф., Киршин А. В., Рахманов И. Н., Кашапов И. К. ОАО «Татнефть» им. Шашина В. Д. Заявлено. 04.07.2008; Оpubл. 27.11.2009. – 6 с.:ил.
11. <http://www.remoil.ru/node/224>.
12. <http://www.zenith.ru/production/skvazhinnoe-oborudovanie/view/47>.
13. <http://www.strong.ru/catalog/1/3/>.
14. <http://kamaburnsna.ru/files/upload/1/Drilling-Tools.pdf>.
15. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Студенский М.Н., Ахмадишин Ф.Ф., Оганов С.А., Зубарев В.И. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов // Нефтяное хозяйство. – М., 2007. – № 7. – С. 30-33.
16. Хакимзянов И. Н., Хисамов Р. С. и др. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – 320 с.
17. Хузина Л. Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей.: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2006 г.
18. Хузина Л. Б., Любимова С. В. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2012. – № 2. – С. 194-203.
19. Хузина Л. Б., Петрова Л. В., Любимова С. В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2012. – № 5. – С. 62-68.
20. Шенбергер В. М., Зозуля Г. П. и др. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 573 с.
21. www.oilru.com/news/37554 .

**СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОТБОРУ И ИССЛЕДОВАНИЮ
КЕРНА ИЗ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ПОРОД-
КОЛЛЕКТОРОВ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ**

Е.Р. Чухланцева

ООО «Газпромнефть Нучно-Технический Центр», Тюмень, Россия

Ни для кого не секрет, что керновый материал, извлеченный из скважины, является первоисточником информации о недрах - прямой и достоверной геологической информацией. Потери выноса и качества керна, особенно при отборе из разведочных и поисково-оценочных скважин, приводят к не получению необходимых знаний об изучаемых разрезах, существенно снижают эффективность геологоразведочных работ. В связи с этим, обеспечение сохранности отбираемого кернового материала всегда являлось очень важной задачей.

Долгое время отбор керна слабо сцементированных и рыхлых пород был проблематичен. Существовавшие технологии не обеспечивали необходимого выноса и должной сохранности кернового материала. Сегодня, благодаря современным технологиям, успешный отбор керна стал возможен для различных условий бурения.

На рынке появились керноприемные устройства, применяемые при разнообразных по физико-механическим свойствам горных породах и условиях бурения:

- серия "Недра" - для неосложненных условий бурения скважин;
- серия "Кембрий" - для условий бурения в рыхлых слабосцементированных и трещиноватых породах;
- серия "Силур" - для бурения в осложненных осыпями и обвалами условиях;
- серия "Тенгиз" - для бурения в условиях, осложненных нефтегазопроявлениями и поглощениями промывочной жидкости в породах с высокими коллекторскими свойствами.

- серия "Риф" - для отбора керна из отложений рыхлых, сыпучих, сильнотрещиноватых, в том числе, рифогенных горных пород с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;

- серия "МАГ" - для отбора керна в интервалах залегания твердых консолидированных и абразивных горных пород, в том числе из пород кристаллического фундамента турбинным способом.

Керноприемные устройства большинства серий однотипны и состоят из корпуса и керноприемника. Керноприемник вверху подвешен на регулировочной головке и оснащен узлом подшипников, предотвращающим его вращение. Внизу керноприемник оборудован кернорвателями различной конструкции (цанговые и лепестковые в различном сочетании) [3].

Конструктивной особенностью керноприемных устройств отечественного производства является регулировочная головка, а именно: требуемый зазор между башмаком кернорвателя и бурильной головкой достигается без извлечения керноприемника и его подвески, что экономит время вспомогательных работ на буровой и повышает безопасность труда персонала. Корпус и керноприемник изготавливаются из цельнотянутых легированных стальных труб. Специальная обработка корпуса снижает интенсивность износа и повышает срок службы соединений. Конструкция узла подшипников подвески предотвращает вращение керноприемника. Другой важной особенностью является применение в керноприемном устройстве серии "МАГ" эжектора, использование которого позволяет обеспечить высокий процент выноса керна за счет создания в керноприемнике обратной промывки. Керноприемные устройства "Недра" и "Силур" могут использоваться в одно- и многосекционной сборке длиной 8, 16, 24 м и более. Изготавливаются также и другие модификации

керноприемных устройств, являющиеся аналогом устройства серии "Недра", в том числе под названием "керноотборники изолирующие модернизированные" типа "КИМ" [3].

Для отрыва и удержания керна, различных по составу и свойствам горных пород отечественной промышленностью выпускаются различные виды компановок кернорвателей.

Для отбора керна из зон дробления, интервалов кор выветривания, слабо консолидированных и рыхлых пород, размываемых промывочной жидкостью и разрушаемых вибрациями керноотборного инструмента, широко используется кернорватель типа Р26, имеющий вращающуюся быстроразъемную обойму с рычажками, почти полностью перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Такое конструктивное исполнение позволяет сохранять керн при подъеме.

Представленные виды компановок кернорвателей и их модификации успешно применяются с керноотборными снарядами при бурении алмазными и шарошечными бурильными головками.

Все вышеописанные устройства могут быть использованы на различных глубинах при любых реальных температурах и режимах бурения. Основная номенклатура и технические параметры керноприемных устройств приведены в таблице 1. Также в отечественной промышленностью изготавливаются и другие специальные керноприемные устройства (см. табл. 1).

Внедрение керноотборных устройств с принудительным отрывом керна от забоя и полным перекрытием торца керноприемника типа КИМ и КГТИ, позволило отбирать керн с сохранением пластового давления.

Еще одним достойным нововведением являются фиберглассовые керноприемные трубы, применение которых позволяет улучшить качество отбора и сохранность керна и обеспечивает высокий процент

его выноса. Применение фибerglassовых труб делает отбор керна безопасным, более эффективен, уменьшает вероятность заклинивания керна в трубе и его потерю. Кроме того, Одноразовые фибerglassовые трубы становятся упаковкой, обеспечивающей сохранность керна при доставке его в исследовательскую лабораторию [4].

Таблица 1

Технические параметры керноприемных устройств

Серия комплекса керноотборного инструмента	НЕДРА ("УРАЛ")	КЕМБРИЙ	СИЛУР	ТЕНГИЗ	РИФ	КИМ	
Шифр керноприемника	УКР - 203/100 (УКР - 240/100)	УКР-172/100	УКР-146/80	УКР-185/100	УКР-195/120	КИМ-195x100	КИМ2-195x100
Наружный диаметр корпуса, мм	203 (240)	172	146	185	195	195	195
Диаметр бурильной головки, мм	269,9 (295,3)	187,3 и 212,7	187,3 и 212,7	212,7	212,7	212,7	212,7
Диаметр керна, мм	100	100	80	100	120	100	100
Длина устройства, мм	16210	15900	8937	15727	8120	8000	15000
Длина керноприемника, мм	14835	14315	6664	14200	6800	6315	14000
Кол-во секций, шт	2	2	1	2	2	1	2
Масса устройства, кг	2300 (3640)	1480	620	1530	924	1000	1800

Трубы однократного применения, используются на один рейс, после подъема из скважины разрезаются на метровые отрезки, концы которых закрываются крышками и фиксируются хомутами, что обеспечивает герметизацию керна - защиту от высыхания и разрушения. При соблюдении технологии отбора в фибerglassовых трубах слабо консолидированный, рыхлый, трещиноватый керн сохраняется в

неизменном состоянии. Работа с девятиметровой трубой наполненной керном, более безопасна, и менее трудоемка, чем извлечение керна из стальной грунтоноски, часто осложняющиеся заклиниванием керна стальной трубе. Вероятность заклинивания керна в фиберглассе, много ниже, поскольку поверхность очень гладкая, что уменьшает сопротивление при входе керна в трубу и позволяет обеспечить хорошую сохранность и высокий вынос керна.

При транспортировке керна очень важно обеспечить его полную сохранность. Керн в одноразовых трубах, уложенных в ящики, имеет все шансы прибыть в лабораторию без повреждений [3, 4].

Кроме фиберглассовых керноприемных труб, широко используются стеклопластиковые и алюминиевые керноприемники. Последние предназначены для применения в условиях, повышенных температур (более +130°C) и сероводородном заражении.

Размерный ряд – аналогично стальным трубам. Диаметры: 2 5/8” (67 мм), 4” (121 мм), 5 1/4” (133 мм); длина 9 м, для снарядов диаметром менее 120,6 мм длина труб составляет 3 м. Кроме о

В целях обеспечения сохранности керна при транспортировке помимо использования сегментированных одноразовых керноприемных труб, внедрены и применяются технологии консервации керна. При консервации кернового материала производится заполнение пространства между трубой и керном фиксирующими составами. В качестве фиксирующих составов используются неполярное масло или полиакриламидная паста. По технологии разработана компанией «Reslab» совместно с компаниями «Norske Shell», «Norsk Hydro», «Norsk Agip» в качестве фиксирующего состава используется гипсовая смесь. При подборе консервирующих составов необходимо руководствоваться соблюдением обязательных условий: составы

должны быть безопасны, легко удаляться и не изменять состав и свойства пород [1, 4].

Процедура консервации проста и однотипна. После извлечения керноприемной трубы из керноотборного снаряда (по окончании каждой проходки с отбором керна), керноприемная труба транспортируется на приемные мостки, где размещается с использованием укладочной рамы, предотвращающей прогиб трубы. Далее труба сегментируется на метровые секции и выполняется литологическое описание керна обоих торцов каждой секции. После описания керна торцы закрываются заглушками и герметизируются при помощи хомутов. На следующем этапе производится подготовка консервирующего состава и нагнетание его при помощи специального нагнетателя от низа к верху секции, постепенно заполняя свободное пространство между стеной трубы и керном. После заполнения секций консервирующим составом труба маркируется и упаковывается в ящики с ударопоглощающими вставками для транспортировки [4].

Учитывая особенности слабо консолидированного коллектора и то, что работы по отбору керна выполняется с целью обеспечения информативности керна, показателей его выноса, представительности, сохранности и адекватности по нефте- и водонасыщенности, на начальном этапе работ, на основе геолого-технической информации необходимо определить оптимальное оборудование и условия отбора, в том числе :

- тип долота;
- тип керноотборочного снаряда (обязательна двухтрубная технология с системой полного закрытия);
- промывочную жидкость;
- оптимальную длину проходки;

- оптимальную высокую скорость проходки;
- оптимальную скорость подъема керна;

Дополнительно необходимо предусмотреть:

- заполнение тубусов неполярным маслом перед отбором керна;
- добавление индикаторных добавок в буровой раствор для контроля величины проникновения фильтрата бурового раствора;
- в случае вскрытия газонасыщенных интервалов, при подъеме керна предусмотреть промежуточную остановку для дегазации керна, а после подъема керна на поверхность для исключения взрывной декомпрессии обязательно обеспечить стравливание газа после подъема керноотборника;
- секции 30см и менее должны консервироваться с помощью воска или аналогичного материала;
- при распиловке керна необходимо исключить риски повреждения керна, тряски, падения, высыпания из керноприемной трубы, при этом, рекомендуется использовать низковибрационную ленточную пилу или циркулярную пилу большого диаметра;
- перед укладкой секций с керном в транспортировочные ящики, необходимо проверить надежность установки на торцах секций резиновых заглушек и крепления их хомутами и не использовать в качестве заглушек и хомутов иные подручные приспособления.

Особые требования существуют и для транспортировочных ящиков, которые должны быть изготовлены в соответствии с размерами секций, с надежно закрепленными крышками. После закрытия крышкой, ящики обязательно должны быть обтянуты металлической стяжкой. Транспортировочные ящики должны обязательно маркироваться, а информация, написанная на ящиках, должна дублировать информацию

на этикетках, вложенных в ящик и совпадать со сводным описанием результатов рейсов с отбором керна.

Для исключения зазора между тубусом и отсеком контейнера с целью устранения вибрации и как следствие возможного разрушения керна в процессе транспортировки, необходимо предусмотреть применение ударопоглощающего материала [4]. Технологические условия процесса отражены в таблице 2.

Таблица 2

Технологические условия

№ п/п	Наименование параметров	Величина параметров
1	Конструкция скважины	Направление: ствол \varnothing 490мм, колонна \varnothing 426 мм – 100 м, цемент до устья; Кондуктор: ствол \varnothing 390,7мм, колонна \varnothing 324 мм – 0-550 м, цемент до устья; Промежуточная колонна: ствол 295,3мм, колонна \varnothing 245 мм – 0-1361м, цемент до устья; Эксплуатационная колонна: ствол \varnothing 220,7мм, колонна \varnothing 178 мм – 0-2345 м. цемент до устья; Фильтровая секция устанавливается в интервале 2195-3183м.
2	Тип буровой установки	БУ-3000 ЭУК
3	Способ бурения	Роторный
4	Тип бурильной головки (планируемый)	Диаметр бурголовки 220,7 мм.
5	Тип бурового раствора и обработка	Глинистый (0-100м, плотностью 1,18 г/см ³), Полимер-глинистый (110-550м, плотностью 1,18 г/см ³), Полимер-глинистый (560-1361м, плотностью 1,34 г/см ³), Ингибированный полимер-карбонатный (1361-2345м, плотностью 1,16 г/см ³)
6	Схема отбора	Интервал рейсов не более 18 м, при попадании в плотные породы пробурить еще 20-30см чтобы плотные породы попали в кернорватель, после чего осуществить подъем (не допускать длительного бурения по «плотняку»).
7	Скорость подъема	Не более 300 м/час.
8	Диаметр скважины в интервале отбора, мм	220,7 мм.
9	Планируемый диаметр керна, мм	100

К числу основных технических требований к керноотборным снарядам относят конструкцию керноотборочного снаряда, которая должны обеспечивать:

- отбор керна, максимально защищенного от проникновения в поровое пространство водного фильтрата бурового раствора;
- линейный вынос керна 100% в рыхлых, слабосцементированных и рассыпающихся породах III и IV категория по трудности отбора керна [4]

Доставка керна в лабораторию осуществляется авиационным и автомобильным транспортом. При выполнении доставки соблюдаются следующие требования: не допускается вскрытие, повреждение ящиков с керном. Во время транспортировки керновый материал надежно защищается от воздействия атмосферных осадков посредством конструктивной особенности транспортировочной тары или при помощи укрывного материала.

В процессе отбора, транспортировки, и подготовки к исследованиям кернового материала слабо сцементированных и рыхлых пород основное требование предотвратить нарушение структуры порового пространства, изменение естественного насыщения пород и загрязнение пород технологическими составами [1, 2, 3].

После доставки в лабораторию по профилю полноразмерного керна выполняется его сплошной спектральный гамма-каротаж без извлечения из труб (метровых секций керноприемника), по результатам которого выполняется привязка керна к геофизическим данным, оценка качества укладки и маркировки секций. Затем, каждая метровая секция с керном целиком замораживается в жидком азоте (замораживание используется в качестве отвердителя породы для последующей работы и изготовления образцов). Далее керн в трубе распиливается вдоль оси

алмазной пилой в соотношении 3:1, фотографируется в диапазоне видимого и ультрафиолетового света цифровой камерой с высоким разрешением, что позволяет выявлять и в последующем уточнять структурно-текстурные особенности пород.

Из большей части распиленного керна последовательно отбираются куски длиной около 10 сантиметров, которые подвергаются повторной заморозке в емкости с жидким азотом (снижает риски разрушения породы после частичного нагрева при продольной распиловке). Далее из замороженного десятисантиметрового куска керна параллельно плоскости распила, сохраняя структурно-текстурные особенности пород, алмазной коронкой высверливаются цилиндры диаметром 30 мм - стандартные петрофизические образцы. Для равномерного повышения температуры петрофизические образцы в замороженном состоянии помещаются в криостат (при температуре -18°C), где образец выдерживается в течение 12 часов. Затем образец взвешивается и с помощью технического фена при температуре +500°C и воздействии не более 10 секунд помещается в специальную термоусадочную оболочку, с торцов образца устанавливаются латунные сетки. Учитывая то, что для определения коллекторских свойств горных пород, образцы должны быть очищены от углеводородов посредством экстракции, подбирается оболочка устойчивая к воздействию применяемых реагентов [2].

В качестве растворителей используют спиртобензольную смесь в отношении 1:2. После экстракции проводится повторная обработка техническим феном, для контроля герметичного прилегания поверхности пленки к образцу керна. После экстракции образцы слабо консолидированных пород рассаливанию не подлежат.

В процессе пробоподготовки образцов на исследования фиксируется вес оболочки и сеток, устанавливаемых на торцах образца. Плотность сетки и оболочки определяется для каждой партии материалов. Знание весов и плотностей оболочки и сеток позволяет в дальнейшем работать с образцами в оболочке аналогично, как и с традиционными цилиндрическими образцами [2].

Для определения коллекторских свойств пористости, проницаемости применяются газоволюметрические методы или насыщением образцов неполярной жидкостью (керосином). При изучении физических свойств пород с глинистым цементом основная сложность заключается в набухании глинистой компоненты (из которых наибольшей активностью обладает монтмориллонит) особенно при насыщении образцов водными растворами, поэтому комплексное определение параметров проводится при однократном насыщении образцов непосредственно перед измерениями [2].

Определение проницаемости пород по газу может проводиться как на установке стационарной фильтрации, так и на установках нестационарной фильтрации. При этом учитываются реальные размеры образца без учета сеток и оболочки.

Определение пористости пород в зависимости от задачи проводится газоволюметрическим методом или методом жидкостенасыщения (ГОСТ 26450.1-85). Сушка образцов производится при температуре 700С в течение 48 часов до постоянной массы. В сухой вес, вес насыщенного образца на воздухе вносятся поправки за вес оболочки и сеток. В вес насыщенного образца в насыщающей жидкости вносится поправка за вес сетки и оболочки с учетом плотностей жидкости и материалов оболочки и сетки [2].

Определение удельного электрического сопротивления пород проводится при насыщении данных образцов моделью пластовой воды известной минерализации. Сопротивлением металлической сетки при расчетах пренебрегают. Как и при измерении проницаемости при расчетах учитываются реальные размеры образца без учета сеток и оболочки.

На образцах в оболочке проводятся также специальные исследования: определения скорости распространения продольных и поперечных волн, определение фазовой проницаемости и коэффициента вытеснения и других, в соответствии с программой работ [2].

Долгое время изученность объектов представленных преимущественно слабо консолидированными и рыхлыми породами оставалась очень низкой из-за отсутствия технологий отбора керна, обеспечивающих вынос и сохранность кернового материала. Изучались только выносимые не разрушенные плотные разности пород, что давало ограниченную информацию об объекте. С появлением технологий отбора керна дающих высокий вынос и сохранность пород-коллекторов перед исследователями керна встала новая проблема, как обеспечить многоэтапный процесс исследований, сохранив в ходе работ структуру порового пространства, структурно-текстурные особенности пород. В настоящее время выработаны подходы по изучению слабо консолидированных и рыхлых разностей, позволяющих получать достоверные данные о фильтрационно-емкостных характеристиках пород-коллекторов и определить условия их формирования. Благодаря чему появилась возможность построения адекватной петрофизической и сидементологической моделей изучаемых объектов.

Литература

1. Виноградов В.Г., Дахнов А.В., Пацевич С.Л. Практикум по петрофизике. – М: Недра, 1990 – 220 с.
2. Единая отраслевая методика по определению в лабораторных условиях параметров, характеризующих коллекторские свойства пласта. РД39-0147710-218-86.М: Миннефтепром, 1986 – 155 с.
3. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80.М: 1982 – 89 с.
4. Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна (утверждено МПР России, согласовано с ГКЗ, ЦКР и Госгортехнадзором России), Тюмень, 2000. – 140 с.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ КАЧЕСТВА ВЫНОСА
ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ЗА СЧЕТ СОЗДАНИЯ
ТУРБУЛЕНТНОГО РЕЖИМА**

Ш.Х.Фахрутдинов

Научный руководитель профессор Л.Б.Хузина
*Альметьевский государственный нефтяной институт, г.
Альметьевск, Республика Татарстан, Россия*

Одним из наиболее перспективных направлений в области добычи нефти и газа на сегодняшний день является бурение наклонно-направленных (НН) и горизонтальных скважин (ГС).

В 2013 году в ОАО «Татнефть» было пробурено 59 горизонтальных скважин и 12 многозабойных скважин, добыча нефти по ним составила 87,2 тыс.т. Количество горизонтальных скважин составило всего 613 скважин, количество многозабойных скважин – 104.

Падающая добыча на зрелых месторождениях, высокая степень разведанности традиционных углеводородов и наличие больших запасов трудноизвлекаемой нефти являются главными характеристиками нефтедобывающего сектора Татарстана в настоящее время. На сегодняшний день является актуальной разработка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти (СВН). С начала разработки месторождения пробурено 56 горизонтальных скважин.

Основным преимуществом горизонтального бурения скважин является увеличение дебита нефти при сопоставимых затратах на

строительство. Важной задачей при бурении скважин с горизонтальными участками является повышение механической скорости бурения, которая снижается ввиду значительной силы трения бурильной колонны о стенки скважины и образования шламовых подушек [5]. Для решения вышеуказанных задач предлагается использовать в КНБК осциллятор-турбулизатор [2].

Конструктивная схема осциллятора-турбулизатора (Рис.1). Устройство для осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости состоит из крышки 1, корпуса 2, диффузора верхнего 3, втулки 4, установленной в корпусе 2, клапана 5, оси 6, диффузора нижнего 7.

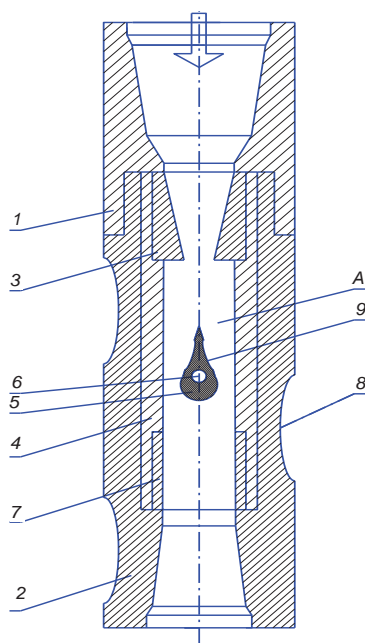


Рис.1 Осциллятор-турбулизатор

Осциллятор-турбулизатор работает следующим образом. Промывочная жидкость закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне труб (на фигуре не указаны) к скважинному осциллятору. Через проходной канал А струя жидкости попадает на верхний диффузор 3. Верхний диффузор 3 выполняет

функцию перехода жидкости из круглого сечения в квадратное на втулку 4. На втулке струя жидкости движется по квадратному сечению и поступает на клапан 5 который начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к проходному каналу А. В результате чего в определенные моменты времени, проходной канал А оказывается перекрытым. Жидкость после перехода из клапана 5 движется на втулке 4 и тем самым поступает на нижний диффузор 6, который имеет круглое сечение. На оси 6 держится клапан 5. Крышка 1 служит для соединения осциллятора-турбулизатора с ВЗД [2].

Таким образом, данная разработка приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости, достигающих забоя скважины, которые способствуют созданию динамической нагрузки на долото. Вследствие чего повышается степень выноса шлама буровым раствором и создается турбулентный режим движения жидкости за счет винтовых линий (насечек) на корпусе осциллятора-турбулизатора [3,4].

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – Т.1 – 510 с.
2. Пат. 131792 U1 RU, Е 21 В 7/00. «Осциллятор-турбулизатор» /Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А. Еромасов А.В.
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Султанов В.З. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, 1997-640с.
4. Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика в бурении. - М.: Недра, 1985. – С 90 – 96
5. Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей. Специальность: 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Уфа, 2006 – 42с.

**ОСОБЕННОСТИ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ
ПРИ БУРЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РТ****А.Ф. Шайхутдинова****Научный руководитель профессор Л.Б. Хузина
Альметьевский государственный нефтяной институт, г.
Альметьевск, Республика Татарстан, Россия**

В последние годы отмечается резкое ухудшение ресурсной базы РФ, что связано с поздней стадией разработки нефтегазовых месторождений, в структуре остаточных запасов которых трудноизвлекаемые составляют около 80%.

Одним из резервов стабильной добычи нефти является разработка месторождений природных битумов, ресурсы которых в России исчисляются миллиардами тонн. Наиболее активно разрабатываются битумные месторождения в Канаде и Венесуэле. В России же бассейны с этими углеводородами распространены в основном на европейской территории. Исключение составляет Енисейско-Анабарский бассейн с высоковязкой нефтью, который находится в Восточной Сибири. На территории этих бассейнов содержится большое количество месторождений труднодобываемого сырья. Из них можно выделить наиболее известные, изученные и разрабатываемые месторождения, такие как: Усинское и Ярегское (Республика Коми), Гремихинское, Мишкинское, Лиственское (Республика Удмуртия), Южно - Карское, Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское (Краснодарский край), Ашальчинское и Мордово-Кармальское (Республика Татарстан) [1].

Почти 36% запасов битумов России находятся на территории Татарстана, что при эффективном и рентабельном освоении может внести существенный вклад в обеспечение энергетической безопасности не только республики, но и страны. В связи с этим необходимы

экономически выгодные и эффективные технологические решения при разработке битумных месторождений.

На сегодняшний день на Ашальчинском месторождении ОАО "[Татнефть](#)" из 106 проектных горизонтальных скважин пробурены 63, в том числе 29 парных и 5 одиночных пароциклических горизонтальных скважин, из них в эксплуатации находятся 24 пары и 5 одиночных скважин с дебитом нефти по участку более 630 тонн в сутки. Основная добыча ранее велась методом внутрискважинного горения, а с 2006 на Ашальчинском месторождении природных битумов начала применяться технология парогравитационного дренажа, которая показала высокую эффективность, так, при среднем дебите обычной скважины по нефти 4 т/сут, из горизонтальных скважин получают до 20 тонн нефти в сутки [3].

Однако, бурение пары горизонтальных скважин затруднено рядом причин, связанных с проблемой доведения нагрузки до долота, высокой интенсивностью изменения зенитного угла при ограниченной вертикальной составляющей, сложностью прохождения зон полного поглощения бурового раствора.

Известно, что для доведения нагрузки на долото используются различные наддолотные устройства: виброгасители, вибродемпферы, вибраторы, гидравлические амортизаторы, гидроударники и т.д. [2].

Из зарубежных конструкций хотелось бы остановиться на осцилляторе фирмы Andergauge, применявшемся при бурении пары горизонтальных скважин на Ашальчинском месторождении природных битумов Республики Татарстан. Для доведения нагрузки до долота была применена следующая компоновка низа бурильной колонны (рис. 1): долото 215,9 мм СЗ-ГАУ, забойный двигатель ВЗД-172, ЛБТ, телесистема Геолинк, ЛБТ, осциллятор AGT-066 Andergauge. При

включении в компоновку низа бурильной колонны осциллятора марки АГТ-066 удалось увеличить протяженность горизонтального участка ствола скважины в 2 раза, а также довести нагрузку на долото, снизить силы трения и сопротивления перемещению бурильной колонны в горизонтально-восходящем стволе, однако осциллятор данной фирмы отличался высокой стоимостью [3].

Очевидно, что применение регулирующих устройств, таких как вибраторы, вибродемпферы, осцилляторы оказывают положительное влияние на снижение коэффициента трения, увеличивают проходку на долото и механическую скорость бурения скважин с горизонтальными участками, но на сегодняшний день отсутствуют надежные в работе и недорогие по стоимости наддолотные механизмы, позволяющие довести необходимую нагрузку до долота и снизить силы трения бурильной колонны о стенки скважины.



Рис. 1 Компоновка низа бурильной колонны, применявшейся в РТ при бурении битумной скважины

Для Ашальчинского месторождения природных битумов характерным является небольшая глубина залегания продуктивного пласта, порядка 100 метров и геологический разрез сложен породами мягкой и средней твёрдости, что предъявляет особые требования к компоновке низа бурильного инструмента. Отметим, что стоимость 1 метра проходки скважины связана с механической скоростью, преобладающее влияние на которую оказывает ресурс долота. В геологических разрезах нефтегазовых месторождений Татарстана применяются в основном шарошечные долота, характеризующиеся

низкой механической скоростью и стойкостью. Возникает необходимость пересмотра подхода к выбору породоразрушающего инструмента. Наиболее значимые результаты получены при бурении долотами PDC (Polycrystalline Diamond Compact), разрушение горной породы происходит в результате вдавливания в нее породоразрушающих элементов долота под действием осевой нагрузки и приложения к долоту вращательного момента. В настоящее время долота PDC применяют для разбуривания однородных мягких и средней твердости горных пород, также делаются попытки использования их в крепких и трещиноватых породах.

Выявлено, что использование долот PDC обладает следующими преимуществами перед шарошечными:

- увеличение механической скорости;
- увеличение проходки (стойкости долота) и скорости бурения;
- уменьшение количества спускоподъемных операций;
- улучшенный контроль направления бурения;

Учитывая выше описанные преимущества на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» разработана новая компоновка низа бурильной колонны [5] (рис.2), состоящая из долота PDC, скважинного осциллятора [4], винтового забойного двигателя, телесистемы и бурильных труб. Включенное в компоновку долото PDC образует ровную цилиндрическую горную выработку, а осциллятор создаёт дополнительную динамическую нагрузку на долото, путём осцилляции низкочастотных продольных колебаний, снижающих коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины и доводит нагрузку до долота, что, несомненно, актуально при бурении горизонтальных участков скважин, применяемых при разработке битумных месторождений.

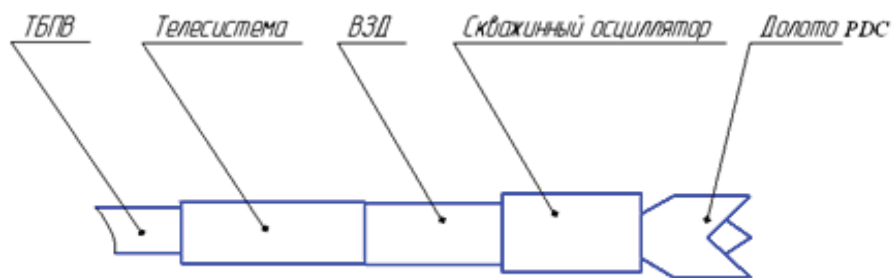


Рис.2 Предлагаемая компоновка низа буровой колонны при бурении горизонтальных участков

Таким образом, применение данной КНБК при бурении горизонтальных скважин, является одним из возможных вариантов технологических решений, приводящих к наиболее рентабельной разработке залежей высоковязких нефтей.

Литература

1. Коноплев Ю.П., Тюнькин Б.А., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В., Кузнецов С.М. Первые результаты подземно-поверхностной системы термошахтной разработки // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 15 – 19.
2. Султанов Б.З., Габдрахимов М.С., Сафиуллин Р.Р., Галеев А.С. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин. – М.: Недра, 1997. – 191с.
3. Тахаутдинов Ш.Ф. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов / Ибрагимов Н.Г., Студенский М.Н., Ахмадишин Ф.Ф., Оганов С.А., Зубарев В.И. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №7. – С. 30 – 33.
4. Пат. 96160 РФ E21B4/20, E21B7/24. Скважинный осциллятор / Хузина Л.Б., Набиуллин Р.Б., Любимова С.В. (Россия). – № 2008139867/22; Заявлено 07.10.2008; опубл.20.07.2010, Бюл. №20.
5. Патент №126748 U1 RU, E21B7/08. Компоновка низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото./ Л.Б. Хузина, А.Ф. Шайхутдинова, Р.Х. Фаткуллин, А.А. Мухутдинова, Э.А. Теляшева (Россия) – № 2012146106/03; Заявлено 29.10.2012; опубл. 10.04.2013, Бюл. №10.

С е к ц и я 3

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ В ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСЕДАНИЯ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАДАРНЫХ СНИМКОВ СО СПУТНИКОВ COSMO-SKYMED В РАЙОНЕ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

К.Н. Апачиди¹, О.Р. Верещагин¹

Научные руководители ст. преп. Д.В. Мозер², доцент О.С.
Токарева¹

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

²*Карагандинский государственный технический университет,
г. Караганда, Казахстан*

В настоящее время на территории Карагандинской области республики Казахстан расположено множество шахт с большим объемом выработанного угля. На местах выработок происходит оседание земной поверхности и образуются зоны обрушения и сдвижения. Зоной сдвижения называют участок поверхности, где сдвижение пород происходит без разрыва сплошности, а зоной обрушения – участок, где наблюдается оседание террасами с образованием трещин и нарушением сплошности [2]. Вследствие этого возникает риск повреждения и разрушения различных объектов на расположенных рядом территориях. Так в Карагандинской области уже зарегистрированы случаи деформации железнодорожного полотна, проседания автомобильных дорог и возникновения трещин на стенах зданий.

Использование современных возможностей дистанционного зондирования Земли позволяет получать оперативные сведения о местоположении, скорости и характере изменения поверхности. В настоящее время активно развивается спутниковая радарная

интерферометрия – метод измерений, использующий эффект интерференции электромагнитных волн. Интерферометрическая обработка пар и серий снимков выполняется, в частности, с целью определения просадок земной поверхности и является одним из уникальных и перспективных направлений в использовании радарных снимков. Получаемая в результате обработки снимков интерферограмма представляет собой разностно-фазовую картину поверхности, которая строится путем комплексного перемножения основного изображения и изображения, комплексно-сопряженного к вспомогательному.

Целью данной работы является оценка степени оседания почвы на основе радиолокационных данных дистанционного зондирования Земли и их сопоставление с данными, полученными в результате наземных измерений методом нивелирования.

Исследование оседания поверхности проводилось в районе выработки шахты им. Т. Кузембаева в Карагандинской области. Для определения границ опасных участков было совмещены планы горных работ шахты и карта изучаемой территории в Google Maps. В результате было определено, что в центре данного участка находится пересечение железнодорожного пути и автотрассы А17 вблизи поселка Актас. Таким образом, сдвигание и обрушение грунта на рассматриваемом участке может привести к деформации железнодорожного полотна и поверхности автомобильной автодороги, и, в конечном итоге, к опрокидыванию поездов и автокатастрофам.

Для исследований использовались космические радарные снимки со спутников Cosmo-SkyMed 1–4, которые оснащены антенной с синтезированной апертурой, позволяющей выполнять интерферометрическую съемку земной поверхности с пространственным разрешением лучше 1 м на местности. Съемка

проводится в X-диапазоне электромагнитного спектра с длиной волны 3,1 см [1]. Для построения интерферограммы выбрана пара снимков с датами съемки 9 и 13 мая 2014 г.

Построение интерферограммы местности проводилось с использованием модуля Interferometry комплекса SARscape системы для обработки данных дистанционного зондирования Земли ENVI. SARscape Interferometry предназначен для обработки интерференционных радиолокационных данных (интерферометрия с двух соседних витков, InSAR) и дифференциальных интерференционных радиолокационных данных (интерферометрия n проходов, DInSAR) для создания цифровых моделей рельефа, карт когерентности и смещений/деформаций земной поверхности [3].

На интерферограмме (рис. 1), полученной с использованием указанных выше снимков, отчетливо видна зона оседания земной поверхности в виде концентрических окружностей темного и серого цвета в центре рисунка.

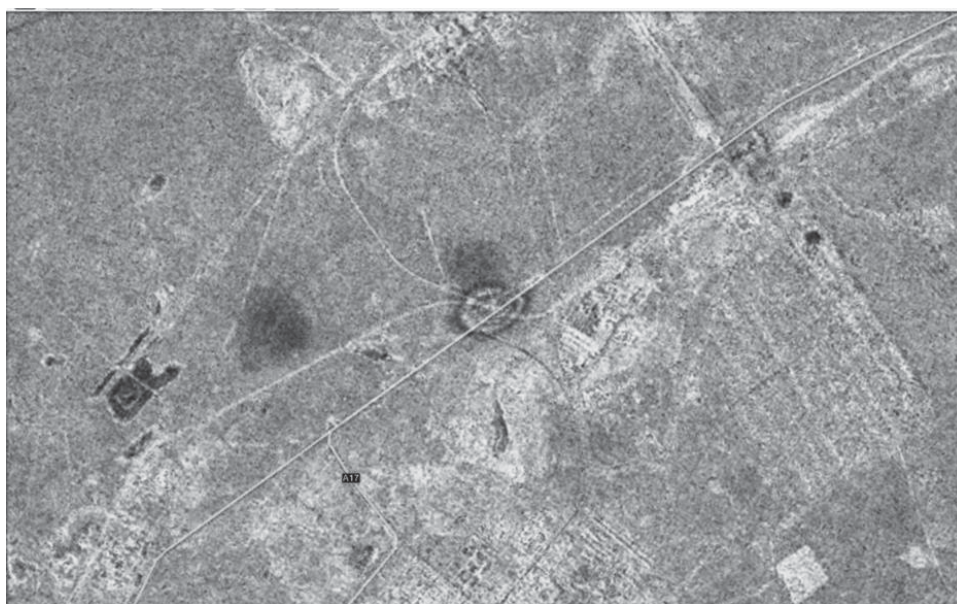


Рис.1 Интерферограмма изучаемой местности

Количественная оценка степени оседания поверхности произведена путем создания профилей рельефа местности по изолиниям (рис. 2), построенным по данной интерферограмме. Помимо изолиний и линий создания профилей, на рис. 2 градациями серого цвета показана интерполированная поверхность, построенная на основе полученных данных, позволяющая прогнозировать развитие процессов оседания. Установлено, что в период с 9 по 13 мая 2014 г. произошло оседание поверхности в пределах от 0,5 до 3 см.

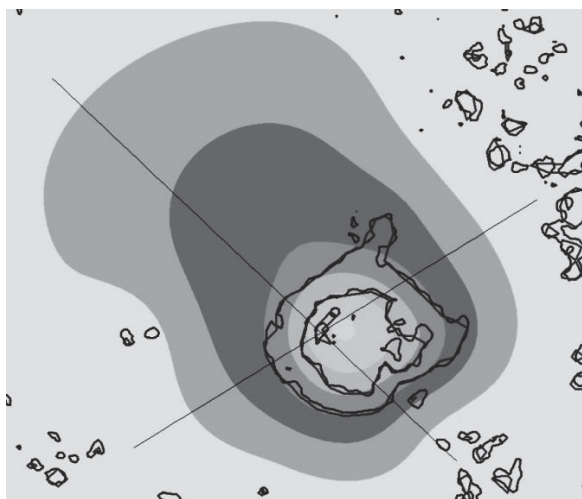


Рис.2 *Изолинии на участке оседания поверхности с нанесенными линиями построения профиля и интерполированной поверхностью*

Изложенные результаты были подтверждены данными наземного мониторинга, полученными с использованием нивелирования – одного из классических методов измерения скорости сдвижения и деформации земной поверхности, позволяющего выявить степень оседания почвы. Нивелирование осуществлялось оптическим нивелиром NA720 фирмы Leica. Среднеквадратичная ошибка нивелира составляет 2,5 мм на один километр двойного хода, при этом можно измерять расстояния с точностью 1,5 мм при удалении от цели на 30 м.

На месте расположения железнодорожных путей и прохождения забоя лавы шахты им. Кузембаева были заложены наблюдательные

станции, на которых проводятся систематические инструментальные наблюдения. На исследуемой территории было проведено 3 серии измерений, которые указывают на развитие процессов сдвижения поверхности во времени. Даты и результаты измерений представлены в таблице.

Таблица

Результаты измерений по трем сериям наблюдений

Номер репера	1 серия 24.05.14	2 серия 27.05.14		3 серия 11.06.14	
	Абс. отметка H _{абс.1} , М	Абс. отметка H _{абс.2} , М	ΔН, м	Абс. отметка H _{абс.3} , М	ΔН, м
I Наблюдательная станция					
Твердая точка	527,350	527,350	0	527,350	0
R1	527,236	527,236	0	527,235	-0,001
R2	527,299	527,299	0	527,297	-0,002
R3	525,298	525,290	-0,008	525,317	-0,027
R4	524,764	524,750	-0,014	524,759	-0,009
R5	523,785	523,765	-0,020	523,746	-0,019
R 6	522,024	522,940	-0,084	521,845	-0,095
R 6-1		521,161	0	521,235	-0,074
II Наблюдательная станция					
R 7	524,200	524,172	-0,028	524,155	-0,017
R 6	522,025	521,940	-0,085	521,845	-0,095
R 8	519,972	519,952	-0,020	519,993	-0,041
R 9	519,311	519,293	-0,018	519,210	-0,083
R 10	518,520	518,506	-0,014	518,445	-0,061
R 11	516,673	516,678	0,005	516,666	-0,012
R 12	516,051	516,060	-0,009	515,996	-0,064
R 13		515,614	0	515,519	-0,095
R 14		515,851	0	515,949	0,098

По проведенным сериям измерений было установлено постепенное оседание земной поверхности в пределах 1-8 см в период с 24 по 27 мая 2014 г. Третья серия измерений показала размер оседания в пределах 1-9 см в период с 27 мая по 11 июня 2014 г.

Таким образом, по результатам обработки радарных данных со спутников Cosmo-SkyMed установлено наличие процессов оседания поверхности Земли в районе шахты им. Кузембаева, расположенной в Карагандинской области, что подтверждено данными наземных измерений. На основе полученных данных можно производить не только оценку уже произошедших изменений поверхности, но и прогнозировать дальнейшее развитие процесса, величину и направление оседания, используя методы интерполяции данных и принимать своевременные меры для обеспечения безопасности промышленных объектов и населения.

Литература

1. Космическая съемка. URL: <http://sovzond.ru/products/spatial-data/satellites/> (дата обращения: 12.09.2014).
2. Рыбникова Л.С., Рыбников П.А. Геофильтрационная модель массива горных пород в области влияния отрабатываемых и ликвидируемых рудников горноскладчатого Урала//Литосфера. – Екатеринбург, 2013. – № 3. – С. 130 – 136.
3. Sarscape. URL: <http://www.sovzond.ru/products/software/sarscape/> (дата обращения: 12.09.2014).

РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ СКОРОСТНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВЫРАБОТОК ПРИ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗОЛОТА

В. Г. Лукьянов

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Сокращение сроков разведки месторождений и ввод их в эксплуатацию выдвигает в качестве одной из главных задач увеличение

скорости проведения подземных горноразведочных выработок. Бывший министр геологии СССР, академик Е.А. Козловский неоднократно указывал на необходимость довести проходку горных выработок скоростными методами до 60 % общего объема. В связи с этим вопрос совершенствования технологии и организации работ приобретает исключительно важное значение.

Организация труда в забоях за последнее десятилетие характеризуется все большим совмещением отдельных процессов во времени и пространстве. Эта тенденция в настоящее время является основой развития организации проходческих работ.

«Руководство по проектированию технологии скоростного проведения горизонтальных подземных выработок при разведке месторождений золота» разработано на основании опыта проведения подземных выработок в ПГО «Севостгеология» и «Якутекгеология», а также для условий Таджикистана и Узбекистана и содержит методическую часть, технологические карты и приложения.

Исходным материалом для выполнения работы послужили методические основы оптимизации, разработанные в ИГД им. Скочинского, МГГРУ, ТПУ, ИГД СО АН РФ и ИГД АН Казахстана, методические и директивные материалы в Мингео СССР, ЦНИГРИ, САИГИМС, ЗабНИИ, ИГД Севера СО АН РФ, ВИЭМС, Стандарты б. СЭВ и др. отечественный и зарубежный опыт проведения выработок, а также использованы данные экспедиции № 4 КНР.

Методическая часть включает: впервые предложенную классификацию технологических схем, способствующих повышению качества проектирования горноразведочных работ и более широкому внедрению в практику многозабойного метода проведения горноразведочных выработок на золоторудных месторождениях;

экономико-математические модели трудовых затрат по процессам цикла, алгоритм и программу их решения на способствующие выбору предпочтительного варианта технологической схемы в диапазоне каждой из выделенных групп и определению рациональных параметров этих схем. Приводятся методики выбора прогрессивных технологических схем с учетом влияния технических, технологических и организационных факторов, а также инженерного расчета основных параметров проходческого цикла.

Систематизированы комплексы средств уборки породы и бурения шпуров по основному показателю - уровню механизации, определены область их применения и пути совершенствования. Проведен анализ технологических схем и технических средств обмена вагонеток при погрузке горной массы в однопутевых выработках, предложена их классификация, даны рекомендации по их выбору и освещены перспективы совершенствования. Разработаны и рекомендованы конструкции вагоноперестановщиков верхнего и нижнего действия. Вагоноперестановщик верхнего действия защищен авторским свидетельством. Предложена новая конструкция буропогрузочной машины. Установлена целесообразность увеличения сечения выработок. Реализация указанных мер позволила в Магаданской области ввести Карамкенское месторождение в промышленную разработку на 2 года раньше срока и снизить стоимость работ на 2 млн. рублей, ускорить разведку в Якутии – Нежданинского месторождения. Обоснован рациональный режим работы в три-, шести- или семичасовые смены в сутки. Обоснована возможность увеличения глубины шпуров до 1,8 м и выше при применении клиновых и пирамидальных врубов и до 2,2-2,7 м - при призматических или врубах с передовой скважиной.

В результате апробирования различных форм организации труда установлено, что наиболее эффективной является организация работ по технологическим картам.

Технологические карты разработаны с целью обеспечения проведения типовых многократно повторяющихся выработок (штолен, квершлагов, рассечек) готовыми рациональными решениями, но организации и технологии проходческих работ. Они предназначаются для применения партиями и экспедициями, разрабатывающими проекты производства работ по проходке выработок, а после привязки к местным условиям конкретных выработок в качестве руководства для исполнителей работ, горных мастеров и рабочих бригад при выполнении проходческих работ. Технологические карты имеют более глубокую разработку, чем ранее выпускавшиеся, так как в них дополнительно содержатся данные по технике и технологии сооружения горных выработок в неустойчивых и слабоустойчивых породах.

В целом каждая технологическая карта состоит из десяти и более листов чертежей: титульного листа, краткой пояснительной записки, листа набора горнопроходческого оборудования и сечения выработки в эксплуатации и проходке, листов буровзрывных работ и технологических разрезов, листа организации работ, расстановки рабочих по операциям цикла, состава бригады и технико-экономических показателей проходки и наконец, листа энергоснабжения проходки. Разработана эталонная карта, включающая максимально необходимую информацию по проведению горноразведочной выработки, представленная на 27 листах.

Для проходки выработок планируется применение серийно выпускаемого горнопроходческого оборудования: перфоратры ПП-36В, ПП-54В1, ПП-63, установочные приспособления УПБ, ЛКР-У;

погрузочные машины ППН-1, вагонетки УВО-0,8, УВГ-1, электровозы 4,5 АРП АРП-7, АРВ-7, ЧКР-1, вентиляторы ВМЭ-5, ВМЭ-6, а также оборудования КНР.

Паспорта буровзрывных работ разработаны с учетом крепости, устойчивости и взрываемости пород. В крепких устойчивых и вязких породах в состав карт включены паспорта БВР на основе прямых врубов, позволяющих увеличить величину заходки до 2 м при КИШ не менее 0,9. Эффективность паспортов подтверждена опытными взрывами. В породах средней устойчивости паспорта буровзрывных работ разработаны на основе контурного взрывания. В некоторых паспортах предусмотрено применение гидрозабойки.

В паспортах крепления выработок представлены варианты на проходку устойчивых и неустойчивых участков породы. Даны параметры опережающей крепи. Представлен вариант конструкции смесенагнетательной установки, технология работы с ней, разработана рецептура цементно-песчаной смеси и добавок с учетом возможности приобретения предложенных ингредиентов. Расстановка вентиляторов, согласно приведенным схемам, будет способствовать экономии энергии, доведению содержания вредных примесей в рудничной атмосфере по ПДК за более короткий срок. Технологические карты разработаны также для проведения горных выработок при разведке россыпей. Каждая технологическая карта содержит необходимые данные по технологии и организации проведения всех типов выработок разведочной шахты врезной траншеи, наклонного ствола, руддвора, скреперной ямы, рассечек. В технологические карты заложены как традиционные методы ведения буровзрывных работ, крепления, уборки горной массы, так и более прогрессивные. В качестве наиболее перспективных приняты паспорта крепления горных выработок штанговой, потолочной крепью,

а также металлической инвентарной крепью конструкции сотрудников ПГО «Севостгеология» и Томского политехнического университета, защищенной авторским свидетельством. Сотрудники ПГО «Якутскгеология» разработали передвижной механизированный комплекс для проходки уклонов и траншей при крупнообъемном опробовании.

Приложение содержит сведения по различному оборудованию, технологическим процессам, схемы отдельных машин и др. (российского и китайского производства). Предложен алгоритм составления технологических карт. Технологические карты по информативности не уступают аналогичным разработкам в отечественной горнорудной и угольной промышленности, конкурентоспособны с зарубежными.

При работе по технологическим картам повысились среднемесячные темпы проведения выработок и возросла производительность проходчиков. В Дукатской экспедиции пройдено 500 м в месяц, и достигнута производительность проходчика 36,5 м в месяц. В Карамкенской экспедиции пройдено 650 м в месяц, и достигнута рекордная производительность проходчика 42,5 м в месяц. В Майской экспедиции пройдено 720 м в месяц при значительном экономическом эффекте. Внедрение технологических карт и их отдельных элементов только в Берелехской, Чаунской и Северо-Чукотской экспедициях ПГО «Севостгеология» при сооружении выработок в россыпях позволило получить также значительный экономический эффект.

С 1983 года в Дукатской и Северо-Чукотской экспедициях начато также опытно-промышленное внедрение в подземных горноразведочных выработках буровых коронок, упрочненных облучением малыми дозами

гамма-квантов. В результате внедрения получена экономия твердых сплавов за счет продления сроков службы коронок в 1,4 раза. С 1990 года в Янской экспедиции начато опытно-промышленное внедрение воздушно-механических пен для пылеподавления при проведении подземных горно-разведочных выработок в условиях вечной мерзлоты.

Обоснована целесообразность использования комбайнов при разведке россыпей. Разработаны принципиально новые технологические схемы с применением горнопроходческих комбайнов типа ГПКС и КМШ на разведке россыпных месторождений подземным способом, а также с применением погрузочно-транспортных машин типа ПД-1 и ПД-2. Все вышеуказанное обеспечивает коренное повышение производительности труда, качество работ и создает экологическую чистоту производства.

В результате внедрения вышеуказанных разработок скорость проведения горноразведочных выработок в ПГО «Якутскгеология» возросла до 200 м/мес., а в ПГО «Севвостгеология» до 250 м/мес. на бригаду, что почти в 1,5 раза выше среднеотраслевого показателя.

В разработке и внедрении руководства принимали участие: В.Г. Лукьянов, В.Ф. Рогов, В.П. Орлов, Яо Ситен (КНР), Ю.Т. Смирнов, А.Г. Солнцев, В.И. Власюк, Н.П. Пинчук, В.И. Гарань, Г.П. Новиков, В.В. Махотин, Б.Н. Иванов, И.М. Селезнев, А.Д. Громов, В.Г. Крец, А.В. Панкратов, Р.О. Муложанов, И.И. Шамонсуров, А.А. Щукин, В.А. Шмурыгин, И.В. Третенков, В.Г. Лисихин, В.С. Забуга, А.Н. Масловский, Д.С. Былин и др.

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

А.К. Касенов, М.Т. Билецкий, Б.Т. Ратов

*Казахский национальный технический университет имени
К.И.Сатпаева, г.Алматы, Республика Казахстан*

При ознакомлении с геолого-техническими условиями и используемой техники и технологии бурения разведочных и сооружения геотехнологических скважин на объектах АО «Волковгеология» были выявлены следующие наиболее распространенные виды осложнений, вызванных различными факторами.

Это неустойчивость стенок скважин, сопровождающееся обвалами и кавернообразованием, также сальникообразование, препятствующее проведению каротажных работ, и приводящее к затяжкам бурового снаряда, самопроизвольное искривление скважин и т.п.

Причины кавернообразования.

Любое нарушение устойчивости горных пород в стенках скважины приводит к их обрушению и развитию каверн. Поэтому при разработке технологии бурения, в первую очередь, при проектировании конструкции скважины и разработке в последующем мер профилактики и устранения осложнений и возможных аварий в скважине, существенное значение имеет оценка устойчивости пород в стенках скважины.

Для ориентировочной оценки рекомендуется разработанная ВИТРОм классификация горных пород по степени устойчивости их в стенках скважины в процессе бурения, исходя из принципа защиты стенок от горного давления, механического разрушения очистным агентом и вибрирующим буровым снарядом и от физико-химического изменения горных пород [1].

Согласно этой классификации горные породы, слагающие геологический разрез геотехнологических скважин на урановых месторождениях Хорасан-2 и Южный Карамурун являются малоустойчивыми и неустойчивыми и представлены легкоразрушаемыми, высокопластичными, рыхлыми и сыпучими породами с 1 по 1У категорий крепости по буримости. Анализ кавернограмм, представленных на рисунках 1 и 2 показывает, что каверны образуются при прохождении песков и глин.

Помимо вышеизложенного, степень устойчивости горных пород в стенках скважины можно оценивать коэффициентом кавернообразования, предложенного К.Ф. Паусом [1]:

$$K = \frac{V_{\phi}}{V_T} = \frac{d_{\phi}^2}{d_T^2}, \quad (1)$$

где K-коэффициент кавернообразования;

V_{ϕ} и V_T - соответственно фактический и теоретический объемы скважины;

d_{ϕ} и d_T – соответственно диаметры ствола скважины и породоразрушающего инструмента.

Породы считаются устойчивыми, если $K=1$, временно устойчивыми при $1 < K < 3$ и неустойчивыми, если $K > 3$. При $K < 1$ имеет место сужение ствола скважины, например при бурении пучащихся глин.

При бурении песков на месторождении Хорасан-2 теоретический диаметр составляет 132мм, а фактический диаметр – 230мм (см. рис. 1). Для этих условий коэффициент кавернообразования будет 3,04, то есть в данном случае эти породы относятся к неустойчивым.

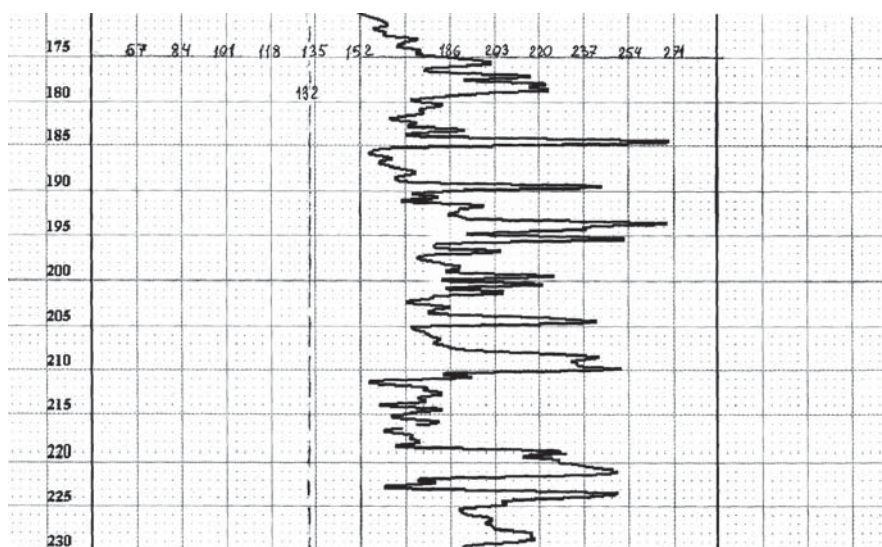


Рис.1. Кавернограмма скважины № 5-6-17-18

При бурении глин на месторождении Южный Карамурун (см. рис.2) диаметр породоразрушающего инструмента составляет 161мм, а фактический диаметр доходит до 311мм и для этого случая коэффициент кавернообразования будет 3,74, то есть очень неустойчивые горные породы.



Рис.2. Фрагмент кавернограммы скважины № 3-109Б месторождения «Северный Карамурун»

Но здесь необходимо отметить, что сухие плотные глины являются устойчивыми горными породами, что доказывается бурением этих пород с использованием в качестве очистного агента воздуха [2].

Здесь имеет место кавернообразование за счет других причин, о которых будет изложено ниже.

Как было уже отмечено на каверно- и обвалообразование оказывает влияние величина горного давления. Под действием горного давления мягкие, сыпучие, малосвязанные, сильнотрещиноватые, дробленные горные породы выдавливаются из стенок скважин. Величина горного давления определяется по зависимости [3]:

$$P_{гд} = g \cdot \rho_{гн} \cdot H, \quad (2)$$

где P – величина горного давления, Па;

$\rho_{гн}$ - плотность горных пород, t/m^3 ;

H - глубина залегания пластов, м;

g - ускорение свободного падения, m/s^2 .

По нашему мнению вывод авторов несколько ошибочен и, по всей видимости, здесь необходимо учитывать боковое давление, которое, естественно, зависит от величины горного давления.

Величина бокового давления определяется [3]:

$$P_{б} = \frac{\mu}{1 - \mu} P_{гд}, \quad (3)$$

где $P_{б}$ - величина бокового давления, Па;

μ - коэффициент Пуассона (для глин $\mu = 0,2 - 0,4$).

С другой стороны выдавливанию горных пород из стенок скважин препятствует гидростатическое давление столба жидкости, находящейся в скважине, величину которой можно определить по зависимости [3]:

$$P_{гс} = g \cdot \rho_{жс} \cdot H, \quad (4)$$

где P – величина гидростатического давления жидкости, находящейся в скважине, Па;

$\rho_{ж}$ - плотность промывочной жидкости, m/m^3 ;

H – глубина скважины, на которой измеряется величина гидростатического давления, м;

g - ускорение свободного падения, m/c^2 .

Выдавливание горной породы, по нашему мнению, происходит в том случае, когда величина бокового давления превышает предел текучести горных пород и величину гидростатического давления, то есть имеет место следующее неравенство:

$$P_{\sigma} > \sigma_T + P_{zc} \quad (5)$$

где σ_T - предел прочности горных пород, Па.

Таким образом, чтобы стенки скважины находились в состоянии устойчивости необходимо соблюдение следующего условия:

$$P_z \cdot \frac{\mu}{1-\mu} \leq \sigma_T + P_{cm} , \quad (6)$$

По нашему мнению приведенное условие наиболее полно отображает картину возможного образования каверн и учитывает практически все факторы, влияющие на процесс кавернообразования, то есть учитывает величину горного давления, физико-механические свойства горных пород и величину гидростатического давления столба жидкости, находящегося в скважине.

При бурении скважин с промывкой возможно изменение физико-механических свойств горных пород за счет их увлажнения и устойчивость стенок скважин, по нашему мнению, будет зависеть от степени их влажности.

Увлажнение горных пород, в частности глин, происходит за счет проникновения фильтрата промывочной жидкости в эти породы и в зависимости от степени влажности некоторые авторы [2] различают породы с малой, средней и сильной влажностью.

При малой влажности горных пород стенки скважины довольно таки устойчивы и бурение таких пород особых осложнений не вызывает.

При бурении глин со средней влажностью происходит их набухание, стенки скважины теряют устойчивость и происходит выдавливание пород в скважину, то есть здесь имеет место сужение ствола скважины без образования каверн и если скважина бурится малым диаметром, то происходит полное перекрытие ствола скважины.

Самым опасным с точки зрения образования каверн является проходка сильно увлажненных глин. В данном случае происходит роспуск глин (диспергирование), то есть глины становятся текучими и под действием горного давления они вытекают в скважину, образуя при этом каверны.

Так, например, рассмотрим случай кавернообразования при бурении скважины №3-1096 с точки зрения вышеприведенного условия устойчивости стенок скважин.

Согласно кавернограмме, представленной на рисунке 2, каверны образуются в основном при прохождении глин, алевролитов. Самая большая каверна образовалась с глубины 382м до 460м, при этом диаметр каверны доходил до 311мм.

Определим величину горного давления по зависимости (2) для условий: глубина скважины 382м, плотность глины 2500 кг/м³, ускорение свободного падения 9,81 и она составит:

$$P_g = 9,81 * 2500 * 382 = 9368550 \text{ Па} = 9,4 \text{ МПа}.$$

Далее определим величину бокового давления по зависимости (3):

$$P_o = 9,4 \cdot \frac{0,25}{1-0,25} = \frac{0,98}{0,75} = 3,14 \text{ МПа}.$$

Величина гидростатического давления столба жидкости, находящейся в скважине, определяется по зависимости (4,5,6,7). При этом плотность глинистого раствора при бурении данной скважины

составила 1030 кг/м^3 . В этом случае гидростатическое давление на этой глубине будет:

$$P_{zc} = 9,81 * 1030 * 382 = 3859843 \text{ Па} = 3,9 \text{ МПа}.$$

Таким образом, при пределе текучести глин, равным 2-14 МПа и гидростатическом давлении, равном 3,9 МПа, стенки скважины должны были бы быть устойчивыми, так как сумма перечисленных факторов больше бокового давления в 3,1 МПа. Данный вывод правомочен в том случае, когда глина является сухой, но даже в том случае, если твердость глин будет равна нулю, стенки скважины должны были бы быть устойчивыми, так как гидростатическое давление превышает боковое давление. Следовательно, на образование каверн в данном случае имело место физико-химические процессы, связанные с проникновением фильтрата промывочной жидкости в глинистые породы, которые привели к изменению физико-механических свойств этих пород.

Твердость глинистых пород, имеющих высокую пористость, при увлажнении резко уменьшается, так как эти породы наиболее гидрофильны. При насыщении глинистых пород водой их сопротивление разрушению значительно снижается. Это связано с изменением их физико-механических свойств, а именно с ослаблением сил сцепления в породе.

Кроме того, образование каверны большого размера при бурении геотехнологической скважины №3-109б можно объяснить следующим.

Согласно технологии бурения этой скважины проходка твердых и крепких пород осуществляется долотами типа БИТ диаметром 132мм, до этого интервала бурение по мягким породам осуществлялось пикобурами или шарошечными долотами диаметром 161мм.

На рисунке 4 показан механизм образования каверны большого размера при бурении вышеуказанной скважины.

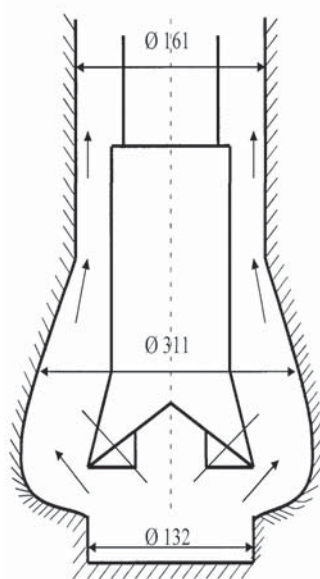


Рис.4. Механизм образования каверн

По нашему мнению, в связи с тем, что при вхождении в твердые и крепкие породы резко снижается механическая скорость бурения (до 0,20-0,30м/час, а скорость бурения по мягким породам достигает 15-20м/час), то время действия струи промывочной жидкости, направленной горизонтально на стенки скважины, будет достаточно длительным. В данном случае будет происходить размыв стенок скважины с образованием каверн больших размеров. Образование незначительных каверн в вышележащих интервалах объясняется также тем, что в этих интервалах встречаются пропластки пород со средней твердостью, где также имеет место снижение механической скорости бурения и происходит размыв стенок за счет действия струи промывочной жидкости, истекающей из-под породоразрушающего инструмента.

На основании вышеизложенного можно сказать, что образование каверн при бурении геотехнологических скважин на многих урановых месторождениях Южного Казахстана связано с проникновением фильтрата глинистого раствора в глинистые породы (глины, алевролиты

и т.п.) а также с длительным воздействием горизонтально направленной струи промывочной жидкости на стенки скважины в определенном месте.

Другой характерный вид осложнения, связанный с неустойчивостью стенок скважины и некачественной очисткой от продуктов разрушения, является **сальникообразование**. Как было отмечено выше сальникообразование приводит к затяжкам бурового снаряда, «недопуску» каротажных зондов при проведении ГИС, препятствует свободному прохождению обсадной колонны и требует дополнительных затрат как времени так и средств для их ликвидации. Так, например, при сооружении закачной скважины № 3-1096 на месторождении Северный Карамурун бурение до глубины 460м осуществлялось пикобурами диаметром 161мм и с этого интервала бурение до проектной глубины 550м осуществлялось алмазными долотами типа БИТ диаметром 132мм.

При этом геологический разрез представлен следующими породами: интервал 0-90м – пески с прослойками глины мощностью 1-2,5м; 90-120м – пески с прослойками глин и глинистых алевролитов мощностью 2-4м; 144-181м – глинистые алевролиты; 181-347м – глины; 347-375 – глинистые алевролиты; 375-412м глины; 412- 426м – доломиты; 426- 460м – глины; 460-478 окремненные гипсы; 478-550м – разнoзернистый песок с гравием.

При проведении первичного каротажа на глубине 397,3м произошел «недопуск» каротажного зонда. Для определения причины «недопуска» была снята кавернограмма, фрагмент которой представлен на рис. 2.2.

Анализ кавернограммы показал, что с интервала 378м и, по всей видимости, до глубины 460м образовалась каверна диаметром до 311мм

мощностью около 80м.

Естественно, что каверна такой мощности и такого диаметра резко ухудшает условия транспортировки продуктов разрушения (шлама) вследствие резкого снижения скорости восходящего потока и крупные частицы шлама собираются в этой каверне. При отключении бурового насоса этот шлам сползает в ствол скважины и в зауженной его части (переход с диаметра 161мм на 132мм) образуется сальник, препятствующий прохождению геофизического зонда.

Кроме того, при бурении данной скважины с целью предотвращения распуска глинистых пород в буровой раствор добавлялся химический реагент коагулянт К-ION, под действием которого разбуренные частицы глинистой породы коагулировали, образуя сальники. В дальнейшем разбуривание сальниковой пробки колонковым способом показал, что сальник представляет собой вязкую пластичную массу, в основном состоящую из глинистых пород. Общий вид разбуренной сальниковой пробки показан на фото 1.



Фото 1. Образцы керна, полученные при разбуривании сальника

Кроме того, сальники, как правило, образуются на буровом

снаряде (над долотом, в местах соединений бурильных труб), что приводит к затяжкам бурового снаряда с вытекающими отсюда последствиями: прихват и обрывы снаряда, повышенный расход мощности и т.п. Вид сальников на буровом снаряде показан на фото 2.



Фото 2. Сальники на буровом снаряде

Таким образом, сальникообразование нарушает технологический процесс сооружения скважин, вызывает ряд осложнений, на ликвидацию которых затрачиваются значительные материальные средства и время. Основными причинами процесса сальникообразования, на наш взгляд, являются кавернообразование и недостаточное количество промывочной жидкости, обеспечивающее необходимую скорость восходящего потока в кавернах.

Так, например, практически на многих буровых установках АО «Волковгеология» в качестве бурового снаряда используются бурильные трубы диаметром 50мм. Проходное сечение труб данного типоразмера, во-первых, не позволяет пропустить необходимое количество

промывочной жидкости и, во-вторых, в связи с малым диаметром бурильных труб, увеличивается поперечное сечение канала, по которому поднимается восходящий поток промывочной жидкости, что также приводит к снижению его скорости.

Другой характерный вид осложнений это **непроизвольное искривление** скважин. В процессе бурения все скважины в большей или меньшей степени подвержены искривлению. В ряде случаев искривление скважин не оказывает существенного влияния на результаты бурения, поэтому фактическое положение ствола скважины и координаты забоя не определяются. Это относится к картировочным, инженерно-геологическим, взрывным и т.п. скважинам, имеющим незначительную глубину. При бурении глубоких скважин, особенно на поздних стадиях разведки месторождений, вопросы проведения скважин по проектным траекториям приобретают большое значение и их решение сопряжено со значительными затратами средств и времени.

Если искривление скважин не измеряется и не учитывается, то это может привести к большим погрешностям в оценке запасов месторождений и, соответственно, к значительным экономическим потерям.

Все вышесказанное характерно и при бурении как разведочных, так и, особенно, при сооружении закачных и откачных скважин на стадии разработки урановых месторождений Южного Казахстана, которые закладываются по определенной сети и искривление скважин может привести к неравномерной отработке блока.

Одним из требований к сооружаемым технологическим скважинам является то, что допустимое отклонение оси скважины от вертикали согласно регламенту сооружения геотехнологических скважин должно быть не более 1 м на 100 м по глубине скважины.

В зависимости от глубины скважин допустимое отклонение забоя от устья с учетом вышеуказанного требования на различных участках не должно превышать 5-7 м.

Изучением вопросов естественного искривления скважин занимались много ученых, как в Казахстане, так и ближнего и дальнего зарубежья. Их исследованиями было установлено, что естественное искривление скважин происходит по:

- геологическим – анизотропность, трещиноватость, сланцеватость, перемежаемость горных пород по твердости, зоны дробления, угол залегания и т.п.;

- технологическим – не соблюдение рекомендуемых значений осевой нагрузки, частоты вращения бурового снаряда и т.д.;

- техническим – использование бурильных труб малого диаметра по сравнению с диаметром скважины, кривых бурильных и утяжеленных труб, неправильная установка бурового агрегата, незакрепление бурового станка и т.д.;

- организационным причинам – неопытность буровой бригады, обеспечение необходимым технологическим буровым инструментом.

Все вышеперечисленные причины искривления являются характерными при бурении геотехнологических скважин для многих урановых месторождений Южного Казахстана.

Так, например, на месторождениях Хорасан-1 и Хорасан-2 встречаются пласты гипсов мощностью порядка 10м, которые характеризуются высокими анизотропными свойствами. При проходке этих пластов естественно могут иметь место искривление ствола скважин, а на месторождении «Ирколь» в геологическом разрезе встречается мощная толща (до 330 м) песчаников, проходка которых также сопряжена с искривлением скважин.

Данные инклинометрии на этих месторождениях показывают, что отклонение забоя скважины относительно устья составляет от 5 до 7 м, а в некоторых случаях превышают допустимое значение.

Так, например, в нижеследующей таблице приведены результаты интерпретации инклинометрии скважин № 5-2-1-12 месторождения «Хорасан-2».

Таблица 1

Результаты интерпретации инклинометрии скважины 5-2-1-12

№	Азимут	Зенит	Глубина	Корд.Х	Корд.У	Корд.З	Уход.
1	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00
2	253.00	0.60	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00
3	138.00	0.60	25.0	-0.25	-0.07	25.00	0.26
4	63.00	0.80	50.0	-0.31	0.23	50.00	0.38
5	48.00	0.80	75.0	-0.11	0.52	74.99	0.53
6	354.00	0.80	100.0	0.22	0.64	99.99	0.68
7	293.00	1.00	125.0	0.53	0.41	124.99	0.67
8	316.00	1.70	150.0	0.86	-0.08	149.98	0.87
9	114.00	0.60	175.0	1.28	0.21	174.98	1.29
10	259.00	1.00	200.0	0.93	0.17	199.97	0.94
11	192.00	0.80	225.0	0.65	-0.11	224.97	0.66
12	298.00	0.60	250.0	0.52	-0.38	249.97	0.65
13	246.00	0.60	275.0	0.53	-0.65	274.97	0.84
14	196.00	1.70	300.0	0.16	-0.98	299.96	0.99
15	163.00	1.50	325.0	-0.54	-0.97	324.95	1.11
16	190.00	1.00	350.0	-1.09	-0.94	349.95	1.43
17	159.00	1.70	375.0	-1.67	-0.88	374.94	1.89
18	160.00	1.40	400.0	-2.31	-0.64	399.93	2.39
19	166.00	1.30	425.0	-2.87	-0.47	424.92	2.91
20	172.00	1.30	450.0	-3.43	-0.36	449.92	3.45
21	162.00	1.60	475.0	-4.04	-0.22	474.91	4.05
22	160.00	1.20	500.0	-4.62	-0.02	499.90	4.62
23	180.00	1.30	525.0	-5.16	0.07	524.90	5.16
24	168.00	1.50	550.0	-5.77	0.14	549.89	5.77
25	135.00	1.50	575.0	-6.34	0.45	574.88	6.36
26	62.00	1.30	600.0	-6.43	1.05	599.87	6.52
27	45.00	1.80	625.0	-6.03	1.60	624.86	6.24
28	70.00	1.70	650.0	-5.62	2.24	649.85	6.05
29	87.00	1.30	660.0	-5.57	2.50	659.85	6.10

Горизонтальное смещение забоя скважины = 6.10м.

Вертикальное смещение забоя скважины =659.85 м

Азимут смещения забоя скважины = 155.83 град.

Зенит смещения забоя скважины = 0.53 град.

Удлинение ствола скважины = 0.15 м

Интерпретатор: *Korolov A.P.*

Анализ вышеприведенной таблицы 1 показывает, что при бурении этой скважины имеет место самопроизвольное искривление скважин, но при этом горизонтальное смещение забоя скважины составляет 6,10м при глубине скважин 650м, а зенит смещения забоя скважины в среднем составил 0,53 градуса, что удовлетворяет предъявляемым требованиям сооружения геотехнологических скважин.

В некоторых случаях вышеперечисленные показатели превышают допустимые значения. Так, например, на месторождении «Северный Карамурун» при бурении скважины № 3106-в буровым агрегатом № 4 по данным инклинометрии горизонтальное смещение забоя скважины составило более 9м при глубине скважины 550м. Данная скважина заказчиком не была принята и ее пришлось перебуривать. Аналогичные случаи имели место и на других урановых месторождениях Южного Казахстана.

Проходка толщ песчаников или гипсов требует увеличения осевой нагрузки. Под действием осевой нагрузки и крутящего момента бурильная колонна теряет устойчивость и принимает форму спирали, что также может вызвать отклонение оси скважины от заданного направления.

Из технических причин естественного искривления при бурении геотехнологических скважин на урановых месторождениях Южного Казахстана следует отнести несоответствие диаметров бурильных труб к диаметру скважин. Так при выборе диаметра бурильных труб необходимо придерживаться следующего соотношения:

$$d_{б.т.} = 0,6 D_{скв} , \quad (7)$$

где $d_{б.т.}$ – диаметр бурильных труб, мм;

$D_{скв}$ – диаметр скважины, мм.

Однако во многих экспедициях АО «Волковгеология» не придерживаются данного соотношения и бурение ведется в основном имеющимися бурильными трубами диаметром 50 мм, т.е. если бурение пилот-скважины ведется диаметром 132 мм, то соотношение диаметра бурильных труб к диаметру скважины составляет около 0,4, а если придерживаться вышеуказанного соотношения, то диаметр бурильных труб должен составлять около 80 мм (79,2). Естественно, что при соотношении 0,4 бурильные трубы подвержены большему изгибу, что приводит к искривлению скважины.

Выводы

Из организационных причин естественного искривления на месторождениях урана Южного Казахстана необходимо отнести следующее.

Перед забуркой скважины буровая установка, как правило, центрируется по двум плоскостям: горизонтальной и вертикальной. При этом по этим плоскостям необходимо центрировать также по двум взаимно перпендикулярным направлениям. Эта операция проводится перед забуркой, но со временем в процессе бурения установка подвержена различным нагрузкам, особенно во время проведения спуско-подъемных операций, извлечения прихваченного инструмента и т.п.

Под воздействием этих сил буровая установка может потерять центрацию за счет проседания грунта под полозьями или домкратами буровой установки. Поэтому по истечении некоторого времени бурения скважины операцию по центрации буровой установки необходимо повторять.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сказать, что все вышеперечисленные причины естественного искривления скважин имеют место при бурении геотехнологических скважин на урановых месторождениях Южного Казахстана.

Литература

1. Васильев В.И., Пономарев П.П., Блинов Г.А., и др. 1983 Отраслевая методика по разработке технологии бурения на твердые полезные ископаемые. Изд.2-е, перераб. и доп. Л:ВИТР, 130 с.
2. Городнов В.Д. 1984 Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – 2-изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 229с.
3. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. 1974 Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра. 451с
4. Ивачев Л.М. 1989 Промывка и тампонирувание геологоразведочных скважин: М. Недра.
5. Элементарный учебник физики. М. Наука 1973.
6. Biletski M. T., Ratov B. T., Kasenov A. K.* and Sushkoa S. M.. 2013, Method of automatic measurements of drilling mud quality parameters. Int. J. Chem. Sci.: ISSN 0972-768X. 11(4), 1705-1712pp.
7. Ratov B.T., Fedorov B. V., Zhanabayev T. A. 2014 June 19-25, Technical and technological means for vibration completion of pay zones while constucting wells. 14th SGEM GeoConference on Science and Technologies In Geology, Exploration and Mining, www.sgem.org, SGEM2014 Conference Proceedings, ISBN 978-619-7105-07-0 / ISSN 1314-2704, Vol. 1, 771-776 pp

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ПРЯМЫМИ ВРУБАМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГОРНО-РАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТОК

А.Н.Масловский

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Введение

В общем комплексе геологоразведочных работ имеют немаловажное значение, особенно при разведке руд цветных, редких и благородных металлов, ежегодные затраты на проведение которых составляет высокие денежные единицы. Объемы горных работ не испытывают тенденцию истощению, а наоборот ежегодно

увеличиваются. В связи с этим разработка совершенной технологии буровзрывных работ с прямыми врубами, обеспечена надежной методикой проектирования и современными техническими средствами, имеет актуальное значение.

Темпы добычи полезного ископаемого ежегодно увеличиваются, с таким параметром возрастает потребность в проведения подземных горно-разведочных выработок. Горно-разведочные выработки в горной отрасли осуществляются по традиционной цикличной технологии с использованием буровзрывного способа отделения горных пород от массива. Эта технология не претерпела существенного изменения в течение длительного периода. Буровзрывной способ до сих пор остается основным способом механизации горнопроходческих работ в крепких породах, а так же имеет преимущество перед механическим способом в средней крепости.

1. Влияния минерального состава пород и геолого-структурных особенностей массива на показатели буровзрывных работ с прямыми врубами.

Между свойствами пород и размерами минеральных зерен установлена тесная связь. С увеличением зернистости пород прочность снижается, и уменьшается площади контактов между зернами.

В результате анализа при буровзрывных работах установлено, что между удельным расходом взрывчатого вещества (ВВ) и содержанием кварца существует тесная связь. Полученные результаты указывают на необходимость учета минерального состава пород, в частности содержание кварца и его зернистости при проектировании удельного расхода ВВ в осадочных породах.

В работах [1,2,3,] указывается на необходимость учета при проектировании буровзрывных работ неоднородности массива, таких

как трещиноватость и слоистость пород. При оценке свойств массива влияющих на показатели их разрушения, на первое место становится трещиноватость массива. Лучшее дробление пород может быть получено, если при малом расстоянии между трещинами (не более 0,7 м), удлиненные снаряды ВВ ориентируются вдоль основной системы трещин, параллельно обнаженной поверхности, а при большем расстоянии между трещинами - перпендикулярно ей.

Для разработки дифференцированных параметров буровзрывных работ на базе прямых врубов с учетом слоистости пород нами проведены исследования показателей взрыва при разных расположениях шпуров и вруба относительно слоистости пород. При направлении отбойки перпендикулярно слоистости наблюдается равномерное дробление породы с уменьшением выхода негабарита в 1,2-1,5 раза. При этом расход ВВ уменьшается более чем в 2 раза.

С увеличением угла между направлением отбойки и слоистостью пород происходит увеличение глубины взрывной воронки и объема образованной полости. Худшие результаты наблюдаются при расположении взрываемых шпуров параллельно слоистости пород (рис. 1, б).

Взрывание зарядов перпендикулярно слоистости пород позволяет получить максимальный объем взрывной полости, объем взрывной полости при взрыве по схеме рис 3, в, по сравнению при взрыве по схеме рис. 3, б, увеличивается в 1,7 – 1,8 раза. На рис. 2 показано образование врубовой полости при взрывании всего комплекса шпуров призматического вруба: при расположении малой оси вруба под углом 45° к слоистости пород, параллельно слоистости пород и перпендикулярно слоистости пород.

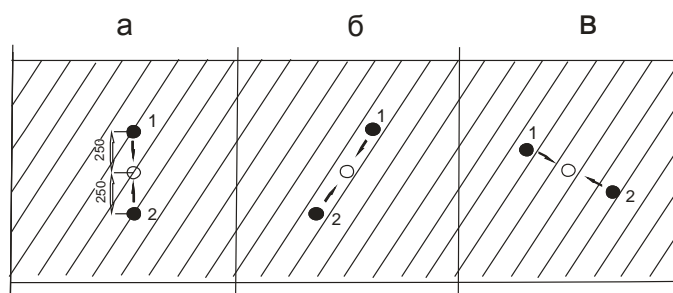


Рис.1. Схема ориентировки линии шнуров относительно слоистости: а) под углом 45° к слоистости; б) параллельно слоистости; в) перпендикулярно слоистости

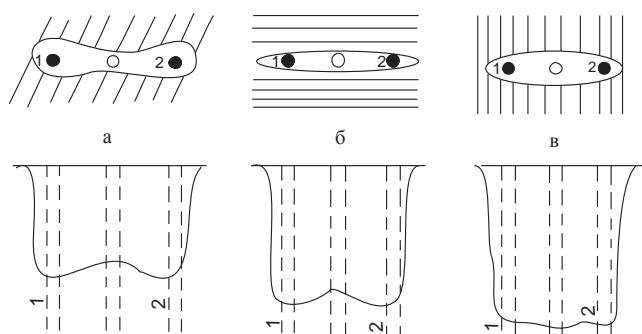


Рис.2. Форма полостей образованные при взрыве зарядов расположенных: а) под углом к слоистости; б) параллельно слоистости; в) перпендикулярно слоистости

Практика применения прямых врубов показывает, что эффективность образования врубовой полости зависит от величины породной перемычки между холостыми и рабочими шнурами, диаметра компенсирующих шнуров и их количества, условий взрывания и типа применяемого ВВ. Величина породной перемычки зависит от крепости пород и глубины шнуров и по данным П.А. Лыхина изменяется от 8 до 20 см. По мнению автора, сохранение высокого коэффициента использования шнура (К.И.Ш.) может быть достигнуто при увеличенной глубине шнуров за счет уменьшения расстояний между шнурами или увеличением их количества во врубе, или увеличением числа вспомогательных шнуров, т.е. увеличением удельного расхода ВВ.

В ходе экспериментальных работ установлено, что необходимый объем компенсационной полости связан с глубиной шнуров и К.И.Ш. соотношением.

2. Разработка способа образования врубовой полости и конструкции призматического вруба

Анализ конструкций прямых врубов показал, что недостатком прямых врубов с компенсационными шпурами равного диаметра с заряжаемыми является проявление эффекта запрессовки начально-формируемой врубовой полости, вследствие малого объема компенсации. Использование прямых врубов с зарядами выброса расположенных как правило в перебуре центрального шпура.

После взрыва зарядов боковых шпуров на компенсационное пространство центрального шпура, взрывом заряда выброса происходит очистка созданной полости от запрессованной и разрушенной породы, что обеспечивает дальнейшее нормальное формирование врубовой полости [2,3]. Однако недостатком такого способа является наличие после взрыва в забое выработки глубоких стаканов, не позволяющих качественно обурить следующий комплект шпуров. В этом случае проходчики вынуждены произвольно изменять расстояние между шпурами, что естественно отрицательно сказывается на показателях взрыва.

Для устранения эффекта запрессовки второй способ предусматривает увеличение объема компенсационной полости, путем разбуривания компенсационных шпуров до диаметра 65-105 мм коронками расширителями КРР или КРК. Недостатком этого способа является необходимость переналадки оборудования для расширения компенсационных шпуров.

Для устранения указанных недостатков, особенно в породах осадочного комплекса нами предложен способ образования врубовой полости с использованием взрывогидравлического эффекта [4].

Сущность способа образования врубовой полости заключается в том, что расширение диаметра компенсационных шпуров осуществляется за счет уменьшения пористости и микротрещиноватости пород вокруг компенсирующего шпура, путем взрыва устьевого заряда компенсационного шпура на гидравлический буфер, составленный, например из полиэтиленовых ампул с водой.

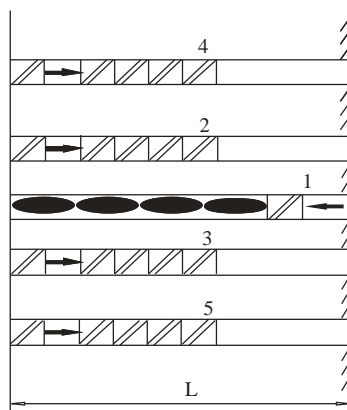
На рис. 3 приведена конструкция призматического вруба для осуществления указанного способа в забое выработки.

Проведенная работа позволяет сделать следующие выводы:

1. Выявлена взаимосвязь между удельным расходом ВВ и содержанием кварца в осадочных породах.

2. Применение буровзрывного способа в породах средней крепости и крепких является более производительным и перспективным направлением развития горных работ.

3. Использование предлагаемого способа взрывания зарядов целесообразно в пористых, трещиноватых породах осадочного комплекса приводит к увеличению коэффициента использования шпура и снижению расхода ВВ.



**Рис.3. Конструкция призматического вруба
где: 1-центральный шпур (гидравлический буфер); 2,3,4,5 – боковые шпуры.**

Литература

1. Кутузов Б.Н. Взрывных работ. – М.: Недра. 1980. – 392 с.
2. Кучерявый Ф.И., Хадоковский Ю.Ф. Влияние естественной нарушенности массива на результаты взрыва- Горный журнал. – 1970. - №9, с. 36-37.
3. Лукьянов В.Г., Громов А.Д., Пинчук Н.П. Технология проведения горно-разведочных выработок: учебник для вузов. 2-е изд. - Томск: Изд-во Том. Ун-та, 2004. – 468 с.
4. Шустов Н.В. Взрывогидравлический способ разрушения твердых тел. – М.: Недра 1968. – 48 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРЕДАЧИ
СИЛОВОГО ИМПУЛЬСА ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ**

М.В. Новосельцева

Научные руководители профессор Саруев Л.А.,
доцент Пашков Е.Н.

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время в нашей стране активно идет разведка полезных ископаемых. Вопросом эффективного процесса добычи занимались всегда и в наши дни есть еще вопросы не изученные в полном объеме.

Для разрушения горной породы происходит ее взаимодействие с инструментом. Протекают процессы при разрушении: механические, теплофизические, физико-химические и др.

Виды разрушения.

При работе инструмента происходит его вдавливание в породу возникает контактное давление p_k , определяемое отношением осевой нагрузки G_o к площади опорной или контактной поверхности S_k инструмента, соприкасающихся с породой на забое в данный момент времени, $p_k = G_o / S_k$.

Под действием контактного давления в породе возникает напряжение, получившее название контактного напряжения. В зависимости от величины контактного давления процесс разрушения

породы может протекать по-разному. Обычно выделяются два основных вида разрушения: **объемное и усталостное**.

Объемное разрушение происходит в том случае, когда в породе под действием контактного давления p_k создаются напряжения, существенно превышающие твердость горной породы на вдавливание H_g , $p_k \gg H_g$ [2,5]. В этом случае процесс разрушения захватывает значительную область породы, в которой образуется лунка той или иной величины. В результате разрушения горной породы происходит внедрение рабочего инструмента на некоторую глубину.

Усталостное разрушение пород происходит в том случае, если возникающие под торцом породоразрушающего инструмента контактные напряжения оказываются меньше твердости породы, т.е. $p_k < H_g$. Однако после неоднократно повторяющихся воздействий такой нагрузки на один и тот же участок забоя может наступить разрушение породы в некотором объеме. Поэтому такой вид разрушения можно назвать усталостно-объемным. Это объясняется тем, что под действием многократно повторяющейся нагрузки происходят изменения механических свойств, в частности твердости породы [1,2].

При действии нагрузок меньше критических (вызывающих разрушение) в структуре кристаллической решетки возникают изменения, в породе образуются микротрещины, часть из которых после снятия нагрузки остаются открытыми, что приводит к уменьшению твердости породы. При повторных воздействиях нагрузки количество микротрещин увеличивается, и твердость породы снижается настолько, что контактное давление превышает ее значение. В этот момент и происходит объемное разрушение породы, характеризующееся скачком в погружении.

В случае многократно повторяющихся воздействий нагрузки, создающей еще меньшие значения контактного давления, т.е. $p_k \ll H_\sigma$, проявляется поверхностное разрушение. В этом случае объемного разрушения породы практически не происходит. Породоразрушающие элементы забойного инструмента не внедряются, а перемещаются по поверхности забоя, истирают породу, интенсивно изнашиваясь. Такой процесс разрушения характеризуется низкой эффективностью и наибольшей энергоемкостью.

Усталостно-объемное разрушение твердых горных пород – одна из наиболее характерных форм процесса разрушения при бурении скважин инструментами, работающими в ударном или ударно-вращательном режиме. Основная особенность этого процесса заключается в том, что разрушение происходит при контактных напряжениях, меньших предела прочности породы, поэтому по эффективности и энергоемкости эта форма разрушения уступает объемному разрушению породы.

При прочих равных условиях повышение производительности работ по бурению машиной ударного действия может быть достигнуто не только увеличением ее мощности, но и повышением эффективности передачи энергии в обрабатываемую среду.

Решение этой проблемы до настоящего времени проводилось на основании изучения процесса формирования волн деформаций бойками различной геометрии и поиска конструкций бойков, создающих волны деформации с рациональными параметрами, обеспечивающими разрушение единицы объема материала при минимально возможной энергии, подводимой к инструменту. В этом направлении созданы достаточно много теоретических и экспериментальных трудов. В исследовании процессов формирования волн деформаций в ударных

системах внесли работы таких исследователей как К. И. Иванова и В. Д. Андреева, Е. В. Александрова и В. Б. Соколинского. Также зарубежные исследователи работали над этими вопросами: А. Е. Сирса, Ф. К. Арндта, Г. Фишера, Ч. Ферхарста, П. К. Датта.[1]

Существующие работы выше упомянутых ученых затрагивают процессы формирования волн деформаций цилиндрическими бойками с постоянными по длине поперечными сечениями, бойками ступенчатой конфигурации, коническими и имеющими форму гиперboloида. К настоящему времени несмотря на большой объем проведенных исследований, еще не сложилось единое мнение о рациональных формах бойков ударных механизмов. Также можно отметить что на параметры волн деформаций, формируемых в волноводе, оказывает влияние не только геометрия бойка, но и свойства его материала.

Также одной из важных проблем в силовых импульсных системах является повышение эффективности процесса передачи энергии в обрабатываемую среду. Считается, что для этого необходимо определенное согласование параметров волн деформаций и характеристики сопротивления среды внедрению в нее инструмента и может быть достигнуто выбором рациональной формы бойков ударных механизмов и параметров разрушающего инструмента, взаимодействующего с обрабатываемой средой.

В настоящее время на кафедре теоретической и прикладной механики Национального исследовательского Томского политехнического университета ведутся исследования силовой импульсной машины нового типа - безбойковая гидроимпульсная силовая механизм. [3,4]

Известно, что для более полного использования энергии силового импульса, он должен иметь относительно пологий передний фронт и

резко ниспадающий задний. В этом отношении безбойковый гидроимпульсный механизм формирует импульсы по форме более близкие к идеальным, чем обычные ударные механизмы бурильных машин. Его конструктивные особенности позволяют изменять в ходе работы параметры формирующегося импульса, что позволяет более эффективно бурить породы с переменной твердостью. Данный механизм является новым направлением ударных машин и открывает новые возможности при бурении. [6,7]

Создание и совершенствование машин ударного действия требует решения следующих основных проблем: привод с рациональными параметрами формирующегося импульса; обеспечение наилучшей передачи энергии в волновод; передача волн деформаций по упругим волноводам с наименьшими потерями энергии; предотвращение вредного воздействия на элементы ударного механизма волн деформаций, отраженных от обрабатываемой среды.

Литература

1. Ашавский А.М., Вольперт А.Я., Шейнбаум В.С./ Силовые импульсные системы / М.: Машиностроение. 1978. 200с
2. Иванов К.И., Андреев В.Д. Разрушение горных пород ударными импульсами, генерируемыми поршнями различной формы / В сб.: Взрывное дело. М.: Недра, 1966. - с. 244-253.
3. Пашков Е. Н. , Зиякаев Г. Р. , Юровский П. Г. Повышение эффективности бурения шпуров применением безбойковой гидроимпульсной системы // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2013. - Вып. S4 (1). - С. 521-527
4. Pashkov E. N. , Ziyakaev G. R. , Tsygankova M. V. Differential equations of processes for the hydropuls power mechanism of drill machines // Applied Mechanics and Materials. - 2013 - Vol. 379. - p. 91-94
5. Суднишников Б.В, Есин Н.Н. / Элементы динамики машин ударного действия./ Новосибирск, СО АН СССР, 1965. 84с
6. Цыганкова М. В. Система формирования силовых импульсов на буровых установках для разрушения пород различной крепости // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2013. - Вып. S4 (1). - С. 497-500 [477405-2014
7. Tsygankova M.V.«Investigation of the Influence of Hydroimpulsive Mechanism Design Parameters on the Formed Impulse» Advanced Materials Research Vol. 1040 (2014) pp 682-685

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ЦИКЛА
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ЗВЕНЬЕВ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ
ГОРНЫХ РАБОТ КОМПЛЕКСОМ САМОХОДНЫХ МАШИН****В.А. Шмурыгин, В.Г. Лукьянов***Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Подземные горно-разведочные выработки на месторождениях часто проводятся с боковыми ответвлениями (ствол штольни или штрек с квершлагами и рассечками), как правило, включающими в себя более или менее протяженную вскрывающую (проходную) выработку и одну или несколько прослеживающих выработок, которые в свою очередь, проходятся обычно короткими (рассечки или орты).

Проведение горно-разведочных выработок является сложным технологическим процессом, состоящим из суммы производственных процессов (ПП): бурения, заряжания и взрывания, проветривания, уборки и откатки оторванной горной массы, крепления, настилки рельсовых путей и других работ, увязанных между собой и выполняющихся в определенной последовательности. Исходя из этого следует, что для выполнения выше перечисленных ПП требуется соответствующее оборудование и машины.

Проведение горных выработок предполагает такое распределение всех работ в проходческом цикле, при котором обеспечивается максимальное использование горнопроходческих машин и механизмов.

В зависимости от горно-геологических условий и технической оснащенности проведение горно-разведочных выработок может быть организовано по одной из 3-х схем организации производства работ:

1 – последовательное выполнение основных производственных процессов проходческого цикла в одном забое без совмещения их во времени;

2 – параллельное выполнение основных производственных процессов проходческого цикла с совмещением их во времени в одном забое;

3 – комбинированное выполнение основных производственных процессов проходческого цикла в нескольких забоях.

Рассмотрим последовательную схему организации работ в проходческом забое. При этом забойное оборудование комплекса (погрузочная машина и буровая каретка) постоянно находится в забое (либо на призабойной тупиковой разминовке) до окончания проходки соответствующей выработки, т.е. обслуживается комплексным проходческим звеном, последовательно выполняющим все операции цикла. Время цикла при этом составит:

$$T_{ц} = T_{Цо} - K_{зв} \cdot T_{звн}, \quad (1)$$

$$T_{Цо} = T_{у} + T_{б} + T_{звн}, \quad (2)$$

$$T_{звн} = T_{зв} + T_{пр}, \quad K_{зв} = \Delta T_{Цо} / T_{звн},$$

где $T_{Цо}$ – продолжительность цикла при последовательном выполнении основных процессов цикла комплексным проходческим звеном (когда буровое и погрузочное оборудование постоянно находится в забое), ч; $T_{у}$, $T_{б}$, $T_{зв}$, $T_{пр}$ – продолжительность соответственно уборки горной массы, бурение комплекта шпуров, заряжания-взрывания, проветривания забоя, ч; $K_{зв}$ – коэффициент, учитывающий возможность совмещения во времени заряжания-взрывания и проветривания с периодом межсменного перерыва.

В частном случае, когда цикл начинается с уборки поды, среднее время сокращения цикла составит [1]

$$\Delta T_{Цо} = \frac{T_{Цо} - T_{см}}{n_{ц}}, \text{ если } n_{ц} T_{Цо} - \min\{T_{звн}, T_{МСП}\} \leq T_{см} \quad (3)$$

$$\Delta T_{Цо} = T_{Цо} - n'_{ц} T_{см}, \text{ если } T_{Цо} - \min\{T_{звн}, T_{МСП}\} \leq n'_{ц} T_{см} \quad (4)$$

0 – в противном случае, $n_{\text{ц}} = \left\lceil \frac{T_{\text{см}}}{T_{\text{Цо}}} \right\rceil + 1$, если $T_{\text{Цо}} \leq T_{\text{см}}$,

$$n'_{\text{ц}} = \left\lceil \frac{T_{\text{Цо}}}{T_{\text{см}}} \right\rceil, \quad T_{\text{Цо}} \geq T_{\text{см}}; \quad T_{\text{МСП}} = 24 / n_{\text{см}} - T_{\text{см}} \geq 0,$$

где $T_{\text{см}}$, $T_{\text{МСП}}$ – продолжительность соответственно смены и межсменного перерыва, ч; $T_{\text{Цо}}$ – среднее время сокращения цикла (цикл начинается с уборки поды), ч; $n_{\text{ц}}$ – число циклов в смену; $n_{\text{см}}$ – число смен работы участка (забоя) в сутки. Выражение $\lceil x \rceil$ означает, что берется целая часть числа.

При невыполнении неравенства (3) или (4) сокращением времени цикла за счет частичного совмещения времени заряжения-взрывания и проветривания со временем межсменного перерыва можно пренебречь, так что $T_{\text{ц}} = T_{\text{Цо}}$. Максимальное расстояние $L_{\text{зmax}}$ между забоями сооружаемых выработок, при превышении которого переезд оборудования становится нецелесообразным, не должно превосходить наименьшей из величин

$$L_{\text{зmax}} \leq \min \{ V_{\text{перj}} (0,5 T_{\text{Цо}} - T_{\text{j}}) \}. \quad (5)$$

где T_{j} – продолжительность выполнения j-го процесса, ч; $V_{\text{перj}}$ – средняя скорость передвижения (транспортировки) по выработкам забойного оборудования, м/ч.

При этом если $L_{\text{з}} \leq L_{\text{зmax}}$, то $T_{\text{ц}} = T_{\text{Цо}}$, если $L_{\text{з}} > L_{\text{зmax}}$, то $T_{\text{ц}} > T_{\text{Цо}}$.

Если в расчетах по формуле (5) получается, что

$$L_{\text{зmax}} \leq 0, \text{ т.е. } 0,5 T_{\text{Цо}} \leq T_{\text{jm}} (T_{\text{ц}} > T_{\text{Цо}}),$$

где T_{jm} – время наиболее продолжительного из процессов цикла, ч;

$L_{\text{зmax}}$ – максимальное расстояние между забоями сооружаемых выработок, м; $L_{\text{з}}$ – среднее расстояние между забоями сооружаемых выработок в процессе их проходки, м.

В этом случае комплекс предпочтительнее использовать в одном забое. График организации работ специализированных звеньев при одновременной проходке двух выработок комплексом самоходного оборудования на колесно-рельсовом ходу, работавшего в организациях ПГО «Севостгеология», приведен на рисунке. Для изображенной на рисунке циклограммы проходки подставим в формулу (5) соответствующие исходные данные ($T_y = 2,3$ ч; $T_б = 2,4$ ч; $T_{звп} = 1,3$ ч; $T_{Цо} = 6,0$ ч) получим, что максимальное расстояние между забоями сооружаемых выработок данным комплексом, не должно превышать:

– для буровой каретки (при средней скорости передвижения ее по выработкам

$$V_{пер} = (2,27 / 6,5)^{1/3} \cdot 3,6 = 2,5 \text{ км/ч} - 1500 \text{ м};$$

– для погрузочной машины (при средней скорости ее передвижения

$$V_{пер} = 1 \cdot 3,6 = 3,6 \text{ км/ч} - 2500 \text{ м}.$$

Окончательно для данного комплекса машин в качестве максимального расстояния между обслуживаемыми забоями принимаем минимальную из двух величин, т.е. 1500 метров.

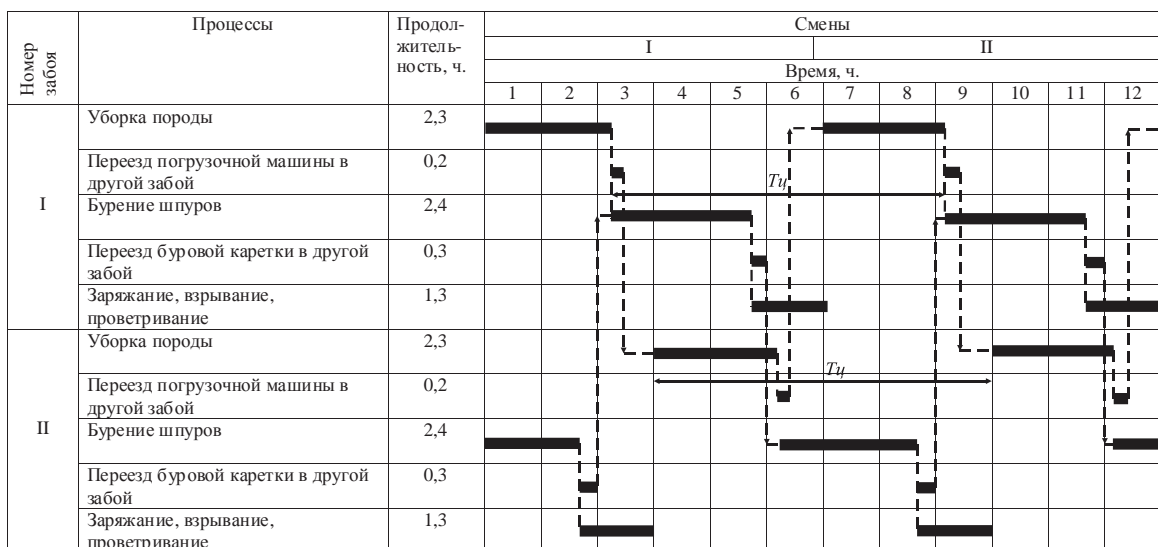


Рис. График организации работ при обслуживании одним комплектом проходческого оборудования двух забоев

Выводы

Для определения средней скорости передвижения по выработкам каждой из машин комплекса были предложены формулы для определения времени проведения наиболее продолжительного из процессов проходческого цикла (уборка, бурение шпуров).

Литература

1. Панкратов А.В. Перспективы использования самоходного оборудования на подземных горно-разведочных работах в условиях Северо-Востока страны // Проблемы и перспективы развития горного дела на Северо-Востоке СССР: Материалы научно-практического семинара. Часть 2. – Якутск: Институт горного дела Сибирского отделения Академии наук СССР, 1990. – С. 203 – 211.
2. Шмурыгин В.А., Панкратов А.В., Лукьянов В.Г. / Методика расчета темпов проходки горно-разведочных выработок, сооружаемых каждым проходческим комплексом, при одно- и многозабойной работе. – Томск, Известия Томского политехнического университета Т. 323, № 1: 2013. – С. 200 – 207.

С е к ц и я 4

ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ УДАРНО- ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ «С ОПЕРЕЖЕНИЕМ» ИНТЕРВАЛОВ ПОД НАПРАВЛЕНИЯ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В.Бузанов

Научный руководитель профессор К.И.Борисов
*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Сложившаяся на сегодняшний день экономическая ситуация в нашей стране, а также прогнозируемая тенденция ее развития требует фундаментальных изменений в организации производства нефтегазодобывающих и буровых предприятий. Такие изменения сводятся к принятию решения о создании собственных сервисных служб (сопровождение траектории скважины, крепление ее и заканчивание, сервис буровых промывочных жидкостей, капитальный и текущий ремонт скважин).

Свидетельством факта развития процесса перехода на собственный сервис служит приобретение ЗАО «НК Роснефть» шести дочерних компаний «Weatherford» по бурению и капитальному ремонту скважин на территории России и Венесуэлы (1). А в основе организации производства такого холдинга, как «Сургутнефтегаз», уже давно укоренилось понятие собственного сервиса, поскольку компания полностью обеспечивает весь цикл от бурения скважины до поставки нефти трейдеру.

Значительным преимуществом создания собственных сервисных служб является, большая по сравнению со сторонним подрядчиком,

заинтересованность таких подразделений в качественном оказании услуг, а главное, в экономии средств компании – заказчика.

В настоящий момент в процессе перехода на собственное сервисное обслуживание находится холдинг «Русь Ойл». Его дочернее предприятие ООО «Восток» уже обеспечивает инженерное сопровождение скважины, заканчивание и крепление скважины, а также буровое сопровождение промывочных жидкостей на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении (ДНГКМ).()

Отличительной особенностью процесса бурения на этом месторождении является наличие несовместимых условий бурения в интервале Верхоленской и Литвенцевской свит. Как правило, глубины залегания упомянутых геологических формаций находятся в пределах до 300 метров по вертикали. В связи с данной несовместимостью, процесс углубления скважины в интервале 0-300 метров сопровождается катастрофическими поглощениями бурового раствора.(2)

Решая проблему предотвращения катастрофических поглощений в верхних интервалах разреза ДНГКМ, службой ННБ ООО «Восток» была предложена концепция «опережающего бурения скважины». Такая формулировка обязана технологии последовательного использования мобильной буровой установки, реализующей ударно-вращательный способ разрушения горной породы с применением газожидкостных смесей в качестве очистного агента, и стандартного комплекта бурового оборудования. (2)

Обоснованность внедрения упомянутой технологии базируется на следующих положениях:

- сокращение планируемого времени на бурение интервала 0-300 м с 7 суток, заложенных финансово-экономическим отделом ООО «Восток

бурение» для расчета стоимости буровых работ для интервала направления, до 2 суток;

- значительное сокращение материальных и человеческих ресурсов, стоимостное выражение которых составляет себестоимость метра бурения;

- увеличение цикловой скорости бурения скважины;

- экономия на приготовлении рабочего агента, поскольку ГЖС входит гораздо меньше реагентов, чем в типовой буровой раствор (3).

- отсутствие дорогостоящего времени простоя буровой установки для эксплуатационного и разведочного бурения

На основе данных положений была просчитана экономическая оценка инвестиций, необходимых для реализации технологии «бурения с опережением», на примере мобильной буровой установки T130XD, поставляемой компанией Schramm (рисунок 1).



Рис. 1. Мобильная буровая установки T130XD

Исходными данными для расчета экономической эффективности послужили следующие:

- 1) Единовременные инвестиции для приобретения МБУ Т130XD, согласно коммерческому предложению – 176 млн. рублей (4);
- 2) Затраты на бурение интервала 0-300 одной скважины на ДНГКМ буровой установкой эксплуатационного и разведочного бурения, согласно данным финансово-экономического отдела ЗАО «Русь Ойл» - 8,9 млн. рублей;
- 3) Затраты на бурение интервала 0-300 одной скважины на ДНГКМ МБУ Т130XD, согласно данным расчета коллектива службы ННБ ООО «Восток» - 1,3 млн. рублей;
- 4) Планируемый суммарный фонд скважин на три года – 75 скважин (производственные данные);
- 5) Затраты на бурение интервалов 0-300 м. скважин на ДНГКМ в 2013 году – 209 млн. рублей (расчеты автора);
- 6) Затраты на бурение интервалов 0-300 м. скважин на ДНГКМ в 2014 году – 128 млн. рублей (расчеты автора).

В рамках реализации бурения годового фонда скважин на ДНГКМ в установленный срок, затраты на внедрение технологии «опережающего бурения» в сумме с величиной постоянных затрат при бурении интервалов направлений для 25 скважин составят 208 613,86 млн. рублей. (176 млн. рублей – первоначальные инвестиции в сумме с постоянными затратами 1.3 млн. рублей на интервал бурения 0-300 м. для одной скважины). Таким образом, ежемесячные затраты составят 17 717 млн. рублей.

На текущий момент затраты на бурение интервалов 0-300 м. для скважин годового фонда составляют 222,5 млн. рублей или 18 579 млн. рублей в месяц.

Таблица 1

Расчет срока окупаемости технологии

Затраты на приобретение оборудования, млн. рублей	- 176,1	1 месяц	2 месяц	3 месяц	4 месяц	5 месяц	6 месяц	7 месяц	8 месяц	9 месяц	10 месяц	11 месяц	12 месяц	1 год
Текущие затраты при реализации пневмоударного способа бурения, млн. рублей		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	32,6
ИТОГО, млн. рублей:	- 160,2	- 144,4	- 128,6	- 112,7	-96,8	- 80,96	- 65,09	- 49,23	-33,4	- 17,04	-1,64	14,22	176,1	
Текущие затраты при бурении без изменения технологии, тыс. рублей		18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	222,9

Исходя из полученных данных, срок окупаемости технологии и всего необходимого оборудования составил менее одного года. Уже на 12-й месяц прогнозируется экономия 14 млн. рублей, по сравнению с существующей организацией процесса бурения скважин на ДНГКМ.

В итоге прогнозируемое снижение себестоимости бурения одного метра скважины составит более 600 %.

По итогам трех лет ведения буровых работ на Дулисьминском НГКМ прогнозируется экономия болле 580 млн. рублей.

Так же, внедрение данной технологии позволит существенно увеличить цикловую скорость бурения, которая характеризует темпы работ по строительству скважины.

Цикловая скорость описывается следующей формулой:

$$v_{ц} = H/S_{ц}; S_{ц} = (T_m + T_n + T_б + T_u)/720,$$

(1)

где $v_{ц}$ - цикловая скорость бурения, м/ст.-мес.; H - объем проходки, м; $S_{ц}$ - цикл строительства скважины, ст.-мес.; T_m , T_n , T_b , T_u - календарное время соответственно монтажа оборудования, подготовительных работ к бурению, бурения и *испытания*, ч.

При внедрении технологии бурения интервалов направлений «с опережением», цикловая скорость бурения составит:

$$v_{ц1} = H/S_{ц} = 300/(48+0+48+120)/720 = 1000 \text{ м/ст.-мес.}$$

где 48 часов – время монтажа МБУ(), 0 часов – время на подготовительные работы к бурению, 48 часов – планируемое время бурения интервала 0-300 м., 120 часов – время на испытание всей скважины (согласно производственным данным).

Поскольку цикловая скорость бурения увеличивается только для интервала 0-300, нам необходимо рассмотреть, какой вклад это увеличение внесет для цикловой скорости бурения всей скважины.

Нормативное время монтажа БУ 3000 ЭУК-1М, обычно используемой для эксплуатационного бурения, составляет 35 суток. Время на подготовительные работы, согласно производственным данным, составляет, в среднем, 2 дня. Время бурения интервала 0-300 на ДНГКМ, закладываемое в расчет себестоимости метра бурения – 7 суток. Время испытания принимаем 120 часов, как для предыдущего расчета.

$$v_{ц2} = H/S_{ц} = 300/(840+48+245+120)/720 = 172 \text{ м/ст.-мес.}$$

Таким образом, внедрение предлагаемой технологии позволит увеличить цикловую скорость бурения интервала направления для первой скважины кустовой площадки почти в 6 раз.

Ускорение темпов работ по строительству скважины позволит приблизить срок сдачи скважины в эксплуатацию, тем самым ускорит начало добычи углеводородов.

В настоящий момент предложение о внедрении технологии ударно-вращательного бурения «с опережением» и приобретением МБУ Т130XD вынесено на научно-технический совет ЗАО «Русь Ойл» и рассматривается в головной компании.

Литература

1. Официальный сайт компании ЗАО «НК Роснефть» [Электронный ресурс]. URL: http://www.rosneft.ru/news/news_about/13072014.html (дата обращения 13.09.2014 г.)
2. Бузанов К.В., Синябрюхов Г.Г., Борисов К.И. Концептуальные положения по внедрению опережающего бурения интервалов под кондуктор с применением газообразного рабочего агента на Дулисьминском НГКМ. // Труды XVIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2014.
3. Программа на бурение скважины №19 на Нарыкско-Осташкинской площади // г. Кемерово 2011. – 12-16 с.
4. Лавров А.А. Техничко-коммерческое предложение на поставку буровой установки Schramm T130XD // г. Москва 2011. – 23-29 с.

К ВОПРОСУ ОРГАНИЗАЦИИ УЧЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОМПОНЕНТА ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН

¹Э.Г. Матюгина, ²Т.С. Глызина

¹Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Динамизм развития современного производства, формирующийся на базе взаимозависимости эволюции потребностей и производительных сил, обуславливает рост потребления традиционных энергоносителей и, как следствие, интенсифицирует воздействие на окружающую среду. Ситуация усугубляется тем, что на данный момент времени альтернативные источники энергии не получили достаточного распространения, а так же сложностью энергетической переориентации традиционных производств. Будучи стратегически значимой отраслью, НГК, по сути, создает базис хозяйствования, сбои в функционировании которого незамедлительно проецируются на национальную экономику. Таким образом, формируется проблема выявления таких подходов к

организации производства НГК, которые обеспечивали бы совершенствование процессов добычи полезных ископаемых как в аспекте полноты извлечения ресурсов из недр, так и минимизации их техногенного давления на окружающую среду.

Сооружение скважин и их дальнейшее функционирование оказывают существенное негативное влияние на состояние земельных, водных ресурсов, наносит ущерб флоре и фауне и т.д. При чем, охват объектов воздействия варьируется в зависимости от этапа строительства скважин. Так, при создании территории буровой площадки, строительстве дорог, линий электропередач, трубопроводов нарушается структура почвогрунтов; строительство скважин в заболоченной местности и сооружение кустовой площадки из минерального грунта приводит к изменению природного ландшафта и нарушению почвенно-растительного покрова и т.д. [1]

Необходимость компенсации разрушающего воздействия на окружающую среду и поддержание уровня благосостояния населения формируют предпосылки интеграции производственной и экологической компонент, при чем каждая из них выступает условием поддержания воспроизводственных процессов. Доминирование любой из названных составляющих обусловлено приоритетностью решения тех или иных задач. Что важнее в данный момент времени – удовлетворение материальных потребностей и/или поддержание качества среды обитания? Иными словами, степень проявления интереса к экологическим проблемам и определяет полноту учёта данной компоненты в производстве. Так, первичная ориентация на удовлетворение материальных потребностей, выдвигала на лидирующие позиции процесс добычи полезных ископаемых. Включение же потребности в качестве среды обитания в число значимых обусловило

становление и развитие нормативно-законодательной базы по экологическому регулированию деятельности предприятий НГК (и не только). При чем, последняя включает в себя как общие положения, охватывающие все виды хозяйственной деятельности, – например, Федеральный Закон «Об охране окружающей среды», так и учитывающие специфику добывающей отрасли – например, Федеральный Закон «О недрах» и содержащие четкий алгоритм действий при проведении определенного вида работ – например, «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше». Кроме того, регулирование экологической сферы осуществляется такими универсальными базисными актами как Налоговый, Гражданский, Земельный кодексы и т.д. Задача предприятия – выбрать оптимальный вариант поведения в условиях действующих ограничений.

Возможны следующие варианты совмещения экологической и хозяйственной компонент в процессе сооружения скважин, в частности, и в целом для НГК:

- реализация упреждающих мер, предшествующих собственно процессу строительства скважин – носит превентивный характер, означая выявление экологоориентированных подходов к способу производства, в начальных характеристиках которых заложено снижение воздействия на окружающую среду. Например, ОАО «Сургутнефтегаз» в сотрудничестве с научными организациями разработало технологию безопасного бурения, предполагающую применение, для приготовления буровых растворов, только малоопасных биоразлагаемых реагентов, особую конструкцию кустовой площадки, эффективную работу систем очистки бурового раствора и обязательное проведение экологического мониторинга почвогрунтов и

грунтовых вод прилегающей территории. Эти меры позволили повторно использовать 434,6 тыс. тонн буровых шламов и сохранить от разрушения 14,5 га природных ландшафтов за счет отказа от размещения карьеров песка, снижения выбросов автотранспорта при минимизации рисков аварий и т.д. Эффективность мер подтверждена государственной экологической экспертизой;[2]

- одновременная деятельность. Это вариант совершенствования используемых технологий, смягчающих разрушающее воздействие производства. Так, по данным 2012 года, ОАО «Татнефть» выделила 6 млрд. руб. на мероприятия, связанные с повышением экологической безопасности производства [3];

- пост-производственная деятельность, заключающаяся в минимизации последствий добычи нефти. Например, Федеральная целевая программа «Снижение рисков и смягчение последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в России» предполагает выделение бюджетных средств на строительство полигона для безопасной переработки токсичных отходов нефтедобычи (Югра)[3].

Приведенная классификация предполагает организацию специфической деятельности в каждом отдельно взятом случае, с собственным «набором» субъектов-участников. Это означает необходимость выработки инструментов регулирования, наилучшим образом соответствующих каждому отдельно взятому случаю. Так, поиск превентивных мер по снижению техногенного воздействия осуществляется как специализированными научно-производственными компаниями, так и предприятиями НГК (не исключая и их кооперацию). Обязательно участие государства, выступающего, как правило, инициатором экологоориентированного развития производства – через

создание нормативной базы, введения симулирующих мер (налоги, штрафы, кредитование, инвестирование и т.д.). Данные направления являются комплиментарными, что позволяет не только очертить проблемы и обозначить лимитирующие пределы деятельности, но и одновременно мотивировать субъектов к их исполнению. Так, решение задачи утилизации попутного нефтяного газа основано на определении 95%-ного барьера утилизации (нормативные требования), за его сжигание на факелах нефтяники вносят в бюджет государства повышенную плату (мотивационный компонент). [4]

Таким образом, необходимость экологизации производства НГК оказывает возмущающее воздействие на сложившиеся подходы к организации хозяйствования, предполагая трансформацию процедуры распределения ресурсов, в т.ч. и на экологические цели, а так же изменением структуры предприятия, отрасли и национальной экономики в целом (связано с деятельностью по экологизации, реализуемой предприятием как самостоятельно, так и с привлечением специализированных компаний).

Литература

1. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше [Электронный ресурс] – Электрон.дан. – <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/535962/12>
2. Малышкина Л. Экологическая безопасность //Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 17. – С. 88 – 94.
3. Султанова Г., Гатаулина Э. 70 лет нефти Татарстана // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 17. – С. 84–86.
4. Экология без риска [Электронный ресурс] – Электрон.дан. – <http://www.gazprom-neft.ru/sibneft-online/arhive/283/1095569/>

ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА СУПЕРВАЙЗИНГА**А. В. Сизов¹, К. Н. Третьяков²**Научный руководитель профессор Г. Ю. Боярко¹,
профессор Р.П. Мананкова²¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*²*Национальный исследовательский Томский государственный университет», г. Томск, Россия*

Потребность в улучшении качества строительства объектов нефтегазового сектора в 1990-х годах на заре формирования рыночных отношений в Российской Федерации стихийно сформировала новый рынок сервисных услуг - супервайзинг. На тот период времени супервайзинг как явление в нефтегазовой отрасли проявлялся в найме крупными добывающими компаниями инженеров и инженерных организаций для наблюдения за организациями осуществляющими различные подрядные работы. Сегодня, супервайзинг плотно закрепился в нефтегазовой отрасли в виде производственных отношений, при этом супервайзерские услуги, являются общепринятым «слэнговым» понятием и самостоятельно сложившимся экономико-производственным явлением, содержащим в себе разнообразные виды деятельности.

Супервайзинг в нефтегазовой отрасли, формирует свои системы производственных и экономических отношений. С одной стороны - это осуществление деятельности по контролю и надзору за подрядчиками, с другой стороны - это один из видов предпринимательской деятельности. Реализация модели контроля может быть достигнута через соответствующих специалистов, работающих на предприятии заказчика. Тогда предмет деятельности и зона ответственности супервайзера будут определяться трудовым законодательством. Другая модель супервайзерских отношений может заключаться в специально

привлеченных инженерах, инженерных организациях. В этом случае предмет деятельности и ответственность таких специалистов будет определяться гражданским законодательством.

На протяжении 20-ти лет существования такого явления как супервайзинг на производстве не было сформировано необходимой нормативной правовой базы. Сегодня действует нормативный правовой акт Федерального агентства по недропользованию - Приказ от 18 апреля 2006г. «Об организации технико-технологического и методического сопровождения геолого-разведочных работ на нефть и газ, выполняемых за счет средств федерального бюджета» который некоторым образом, поверхностно регламентирует некоторые функции супервайзеров как представителей организаций осуществляющих сопровождение, основные их права и обязанности для выполнения работ за счет федерального бюджета. При этом действующее гражданское законодательство на прямую не регулирует отношения такого явления как супервайзинг. Их регулирование, экономико-правовой аспект, может осуществляться в соответствии с действующим гражданским законодательством через механизм договорных отношений на оказание супервайзерских услуг.

Гражданское законодательство допускает заключение договоров на оказание супервайзерских услуг исходя из принципа свободы договора (ст.1 ГК РФ), при этом условия договора будут определяться по усмотрению сторон, кроме случаев, когда содержание соответствующего условия предписано законом или иными правовыми актами (ст.421 ГК РФ).

Основной нормой, регулирующей отношения между заказчиком строительства, подрядчиком и супервайзером является норма ст. 749 ГК РФ, в соответствии с которой заказчик в целях осуществления контроля

и надзора за строительством и принятия от его имени решений во взаимоотношениях с подрядчиком может заключить самостоятельно без согласия подрядчика договор об оказании заказчику услуг такого рода с соответствующим инженером (инженерной организацией). Договор строительного подряда определяет функции такого инженера (инженерной организации), связанные с последствиями его действий для подрядчика.

Реализация указанной нормы законодательства Российской Федерации на практике образует систему договорных отношений, которые включают в себя: договор подряда, заключаемый между заказчиком строительства и подрядчиком; договор на оказание супервайзерских услуг заключаемый между заказчиком строительства и супервайзером. Следует отметить, что нет прямых отношений между подрядчиком и супервайзером - их отношения опосредованы правами и обязанностями, закрепленными в договоре подряда.

Предмет договора на оказание супервайзерских услуг можно выделить из анализа закупочной документации, а именно проектов договоров на оказание супервайзерских услуг размещенных на портале закупок в сети интернет[2]. Так, в частности, объектом обязательств договора по оказанию супервайзерских услуг указываются:

- инженерные услуги по супервайзингу;
- инженерные услуги по технико-технологическому сопровождению (супервайзингу);
- инженерные услуги по технико-технологическому контролю;
- технико-технологический надзор и контроль, Исполнитель по настоящему Договору является представителем Заказчика на объекте;
- управление строительством.

Представленное разнообразие предметов договоров объединяло дополнение, связанное с наличием ссылки на привлекаемые услуги в соответствии с техническим заданием или регламентом, оформленным как приложение к заключаемому договору. Очевидное разнообразие представлений заказчиков о супервайзинге, также подтверждается присутствием супервайзерских услуг на рынке в двух основных формах: технико-технологический надзор в классическом понимании супервайзинга и управление строительством[1].

Обобщающей особенностью договоров на оказание супервайзерских услуг является следующий перечень видов деятельности супервайзера, попадающий под описание супервайзинга в форме технико-технологического надзора:

1) Техничко-технологический контроль за строительством объекта, на соответствие требованиям отраслевых и технических регламентов, проектно-сметной документации.

2) Контроль движения, а также входной контроль товарно-материальных ценностей используемых в процессе производства.

3) Контроль объема и качества работ выполняемых подрядчиком на соответствие плану и иным условиям выполнения подрядных работ предусмотренных договором между заказчиком и подрядчиком. Первичная приемка работ выполненных подрядчиком.

4) Контроль соблюдения техники безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды при проведении работ подрядчиком.

5) Составление и предоставление заказчику отчетов о ходе работ на объекте. Предоставление актуальной информации о текущем положении дел на объекте.

Из анализа технических заданий, сложившихся в практике трудовых отношений, а также рамок установленных компетенций

супервайзера описанных выше, представлен дополнительный перечень оказываемых супервайзером услуг попадающий под описание управления строительством:

6) Осуществлять управление процессом строительства(исходя из специфики предназначения супервайзерских услуг) объекта.

7) Производить анализ фактического состояния объекта и предоставлять свои предложения и замечания.

8) Предоставлять предложения заказчику по улучшению организации работ подрядчика.

9) Производить детальный анализ рабочего времени и согласовывать графики работ, участвуя в производственных совещаниях заказчика.

10) Формировать информационную базу данных по строительству объектов заказчика.

Представленный выше подход, базирующийся на действующей практике договорных отношений, разграничивает две принципиально разные формы супервайзерских услуг. Отметим также, что данный подход является весьма условным, и может корректироваться заказчиком ввиду конкретных потребностей в контроле качества исполнения подрядных работ. Условность подобного разграничения может помочь решить фундаментальную проблему связанную с отсутствием единого видения и подхода на оказание супервайзерских услуг. Особенно остро данный вопрос стоит при проведении конкурентных процедур закупок, наряду с общей тенденцией переложения части функций не предусмотренных предметом договора на супервайзеров. На данный момент имеют место быть случаи, что предметом договора заказчика выступает оказание услуг по технико-технологическому надзору за проведением операций на объекте в

соответствии с техническим заданием. При этом техническим заданием к договору устанавливается перечень оказываемых услуг попадающих под описание услуг управления строительством, априори известно, что более высокое качество оказания супервайзерских услуг в форме управления строительством оценивается дороже. Таким образом заказчики искусственно вытесняют организации супервайзеров способных оказывать более сложный и ответственный вид услуги управления строительством, так как на рынке зачастую находится участник, который соглашается на условия конкурсной документации не взирая на разночтения в договоре, не отдающий должного внимания цене договора и не способный оказывать действительно качественные услуги.

Если рассматривать супервайзинг в форме технико-технологического надзора, то можно выделить свои особые, сущностные черты, которые выделяют супервайзерский контроль среди прочих видов надзора: авторского и технического. Супервайзер по гражданско-правовому договору осуществляет независимый надзор за правильностью исполнения технологии строительства, контролирует действия подрядчика, то есть следит за качеством процесса, в том числе по конечным и промежуточным результатам работ.

Основное отличие супервайзерского контроля от авторского надзора происходит по субъектному составу и по степени контроля за выполняемой работой. Супервайзер не является разработчиком проектной документации, в то время как авторский контроль может осуществлять разработчик проекта, представитель проектной организации. В соответствии СП 11-110-99 «Авторский надзор за строительством зданий и сооружений» введенного в действие Постановлением Госстроя РФ от 10 июня 1999 г. №44 авторский надзор

это один из видов услуг по надзору автора проекта и других разработчиков проектной документации (физических и юридических лиц) за строительством, осуществляемый в целях обеспечения соответствия решений, содержащихся в рабочей документации, выполняемым строительным-монтажным работам на объекте. Права и обязанности лица осуществляющего авторский надзор заключаются в проведении: проверки соответствия производимых строительных и монтажных работ рабочей документации и требованиям строительных норм и правил; выборочном контроле за качеством и соблюдением технологии производства работ, связанных с обеспечением надежности, прочности, устойчивости и долговечности конструкций и монтажа технологического и инженерного оборудования. В то время как супервайзерский контроль выражен в постоянном надзоре за деятельностью подрядчика и иных привлеченных в рамках производства работ лиц. Эта деятельность является основной сферой ответственности супервайзера.

Различие супервайзерского контроля от технического надзора заключается в первую очередь по субъектному составу. Заказчик может и обязан осуществлять строительный контроль за действиями подрядчика. Строительный контроль застройщика (заказчика) осуществляется в соответствии со СНиП 12-01-2004 «Управление строительством» лично, либо через соответствующих представителей организации – своих работников. В то время как супервайзерский контроль выполняется отдельным инженером, или инженерной организацией, который независим от застройщика (заказчика) строительства. Основным недостатком контроля со стороны застройщика (заказчика) является то, что контролёр от заказчика не всегда в полной степени автономен от своих коллег, он также зависим от

начальства, зачастую ориентированного, на выполнение плановых показателей, что может привести к сокрытию фактов технологических отклонений и нарушений допущенных в ходе строительства. В то время как, супервайзер является полностью автономным от мнения застройщика (заказчика) и подрядчика. Его нанимали специально для выполнения этой функции.

Таким образом, ввиду специфики производства подрядных работ, а также особенностей предусмотренных законодательством в осуществлении надзора за производством на объекте, супервайзинг может представлять собой симбиоз отдельных элементов существующих видов контроля при этом он быть значительно расширен и дополнен, на договорной основе исходя из потребностей и желаний заказчика.

Супервайзинг в форме управления строительства заключается в том, что привлеченное к участию в такой форме лицо, по своей сути становится генподрядчиком и руководит выполнением всех работ на объекте. При этом супервайзер, очень часто, не имеет возможности выбрать субподрядные организации.

Подводя итоги следует отметить, что супервайзинг занимает особое место в производственных отношениях между заказчиком и подрядчиком. Права и обязанности организаций супервайзеров в виду наличия пробелов законодательства базируются на договорных отношениях. Сформированный подход к определению предмета договора на оказание супервайзерских услуг поможет разграничить две принципиально разные формы супервайзинга, что поможет решить ряд неопределенностей возникающих при проведении конкурентных процедур закупок, а также сформировать единый подход к организации деятельности супервайзинга.

Литература

1. Сизов А. В. , Боярко Г. Ю. Современные проблемы супервайзинга работ по строительству и ремонту нефтегазовых скважин в РФ// Экспозиция Нефть Газ. - 2014 - №. 5 (37). - С. 55-57
2. Официальный сайт Российской Федерации в сети Интернет для размещения информации о размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг [Офиц. сайт]. URL: <http://www.zakupki.gov.ru> (дата обращения: 28.08.2014)

**SUCCESSFUL CONDUCTING OF THE REAL ESTATE CADASTRE
ON THE BASIS OF EXPERIENCE OF THE NETHERLANDS.****N. I. Kalacheva, T.M. Semyonova**

Research supervisor professor V. K. Popov

National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Understanding the importance of effective and rational management of the use of land resources, bodies of executive and legislature power of the Russian Federation are engaged in establishment of the uniform system of the cadastre conducting, development and standardization of the methodological basis of conducting the cadastre of various real estate units. Thus as a legislative, practical and theoretical basis the effectively working cadastral systems of foreign countries with normally functioning real estate market are taken. Practice shows that the direct transfer of experience of foreign countries to Russia doesn't achieve expected results, or absolutely doesn't get accustomed to our conditions due to the features and traditions which have been developed for centuries. Therefore, the detailed analysis of foreign cadastral systems and their historical formation is important today for the adaptation of the Russian historically developed national identities.

In this regard let's consider the experience of the developed countries on the grounds of successful system of the cadastre conducting, suggested by Dale Peter F. and John D. McLaughlin [1]. Let's add additional sections for the research of the cadastral system point by point that are actual today:

- taxation;

- investment;
- management and development of the electronic land administration;
- three-dimensional cadastre.

Let's consider and analyse the experience of conducting thereal estate cadastre ofthe Netherlands (table 1). As a comparison we chose just that very experience because it is logical both on structure, and system. Moreover, it is professionally conducted and is almost faultless in the theoretical and practical sense.

The Netherlands havea small area— 41,5 thousand m². The country relief is generally made by coastal lowlands; rather big territories increase at the expense of the seas. The fourth part of the Netherlands is occupied by the urbanized and densely populated territories.

The Dutch cadastral geographical data set contains information on lines ofplots and their cadastral numbers, contours of buildings (for the reference purpose), names of streets and the location address of the real estate unit.

According to the cadastral registration of the private property right there are following 3D components of the registration:

- proprietary right;
- limitedproprietary right;
- the right of superficies;
- theright of long rent;
- rights of servitude;
- right of condominium;
- joint property.

In the recording system the unique code corresponds to each proprietary right.

The proprietary rights in the Netherlands are always related to superficial plots. Therefore, the real estate property is always established on the superficial plots. If no rights are established concerning the plot of land, there work the rules of vertical and horizontal addition. The vertical addition designates that the owner of a plot owns all the constructions and structures assigned to this plot. The horizontal addition, according to the Dutch Civil Code, the constructions which are in the ground are a part of the property according to the rule of the vertical addition, if only these constructions are not a part of other property. At the same time, it is impossible to build a construction which will be put into someone else's property without the consent of this property owner. Rules of the vertical and horizontal addition are the consequences of the actual situation and aren't approved by the rights, therefore in many cases they lead to conflicts. [2, 3]

Observance of the cadastre conducting principles allowed to unify spatial data of the Netherlands in the following format (fig. 3).

At the plot registration in a 2D format it is possible to consider units which are located on a surface. At a registration in a 3D format the possibility of the spatial accounting increases and it is possible to consider a great number of units located at different levels both above and below the ground surface at a time. Such accounting is perspective for the management of the survey mine working land resources, and also when drilling oil and gas wells.

Conclusion:

On the basis of the Netherlands experience analysis and the attempt of the theoretical introduction of this experience to the territory of Russia we allocated two priority directions of further development of the real estate cadastre of the country, namely:

1. Now there is a task to formalize the rights on all the lands of the Russian Federation to assign the rights on the real estate, to carry out a

guarantee of rights on these units, to make a real assessment of the real estate that will subsequently increase the tax, insurance, crediting and investment base. We will execute one of the "Cadastre 2014" provisions- " Cadastre 2014 will reflect a full legal status of lands, including the public rights and restrictions" [10] that will improve ability of the cadastral activities of the country to perception of new tasks.

2. Introduction of the uniform coordinate system (GCS 2011 (Geodetic Coordinate System 2011)) to the territory of the Russian Federation is a way to the high precision of coordinate measuring and, as a result, to theremoval of problems with impositions which now are met everywhere. (fig. 4)

Table 1
The general principles of the cadastre conducting in the Netherlands

Signs of the successful cadastresystem	Conducting the Real Estate State Cadastre in the Netherlands	What is necessary to carry out in Russia, using the example of this country.
Data integrity: on units of the accounting; on the volume of the considered information	Continuity of the information updating. Constancy of the storage. Integrity of the description of a legal status of lands. Correspondence of the legal and documentary description of the unit and its spatial description on the cadastral maps.	It is necessary to carry out registration of all lands and real estate units in the Russian Federation.
Data accuracy and adequacy	Unity of the conducting technology. Functions of registration of the rights on land and cadastre are assigned to one organization.	Now such unification is carried out.
Connection with the coordinate system: uniform for the registration district; with the national coordinate system	Cadastral maps marked with the coordinate grid of the country. The cadastral map contains about 300 million couples of coordinates and is strictly conformsto a large-scale basic topographic map of the Netherlands.	In our country the local coordinate system is introduced. It complicates connection of the real estate units on borders of the federal districts. (Fig. 6) It is necessary to carry out land and cadastral work in the coordinate system operating on the territory of all country, for example, GCS 2011 which will be applied everywhere from January 1, 2017. Accuracy of newlyintroducedcoordinate systems is increased not less than by an order of magnitude from units of decimeters to units of centimeters. With the same accuracy these systems are conformed together and with the international geocentric coordinate system.

The three-dimensional cadastral systems	In Holland it is applied more than 5 years and such system completely proved its value and now works on introduction of the 4D cadastral in progress [6, 7]	On the territory of Russia, only as the "pilot" project for a while, it is introduced in the Nizhny Novgorod Oblast. [8,9]
Ability to perception of new tasks	Introduction of the cadastral 4D model, this is a formation of cadastral documents taking into account change of units in time. [5]	In Russia for a start it is necessary to consider all the real estate units.
Simple and clear accounting rules	Legal basis of the cadastral relations regulation make the Civil code of the Netherlands, the General law on administrative law, the Law on territorial planning, The Environmental Law, the surface-water contamination Law, the soil protection Law, the noise pollution control Law and the Decree on quality of air in the Netherlands, and other standard acts and instructions [4]	It is necessary to publish the fundamental laws to which in practice no other by-laws, federal laws, government regulations, etc contradict.
Possibility of the connection to other databases	Basic spatial data are obligatory for use by all organizations. The data collection, similar to registers data is forbidden. Thereby the possibility of duplication of works is excluded. (Fig. 3)	Works in this direction in our country are in progress now, for example, creation of the XML (eXtensible Markup Language) format for data presentation to the Federal Service for State Registration, Cadastre and Cartography (Rosreestr).
Investment and crediting	Increase of the state guarantees of the proprietary rights on the real estate, uniform approaches to formation and inventory of the real estate units, the uniform information system on its units, mechanisms of information exchange between the land cadastre and information systems on buildings, structures and rooms. The registered property acts as a guarantor for the investors and creditors.	Registration of all real estate units and rights is necessary. The information must be transparent and continuously updated.
Simple and clear accounting rules	Legal basis of the cadastral relations regulation make the Civil code of the Netherlands, the General law on administrative law, the Law on territorial planning, The Environmental Law, the surface-water contamination Law, the soil protection Law, the noise pollution control Law and the Decree on quality of air in the Netherlands, and other standard acts and instructions [4]	It is necessary to publish the fundamental laws to which in practice no other by-laws, federal laws, government regulations, etc contradict.

Taxation	Land registers, land and cadastral maps represent well operating, efficient and universal system. Information is continuously updated and it is possible to consider information both above and below the ground surface simultaneously with other units.	Introduction of the 3D cadastre is necessary, therefore underground services and surface construction, for example hinged balconies, etc. will be considered. It will increase tax base since today not all similar units are considered because of the impossibility according to the current legislation.
Electronic land administration,	Cadastral registers and maps are completely transferred to a digital format that reduces time when performing operational tasks. General idea about Land and information systems of border, identifiers of the land plots, addresses, buildings, numbers of houses, geodetic reference points, characteristics of plots.	Today in Russia work on information digitisation is carried out, but practical realization of these principles is introduced only half. (For example, experts still need to scan many map materials; information of SGN (State Geodetic Network) is held on papers and isn't all still transferred to an electronic format)

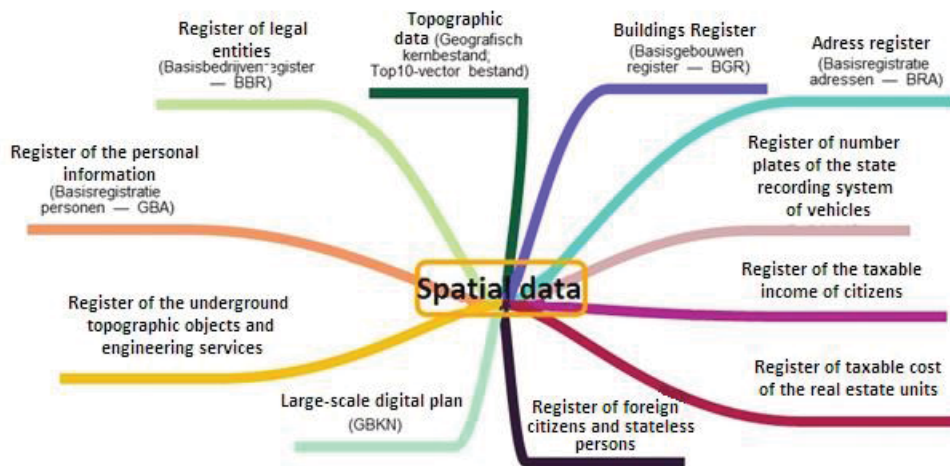


Fig. 3 Basic spatial data of the Netherlands

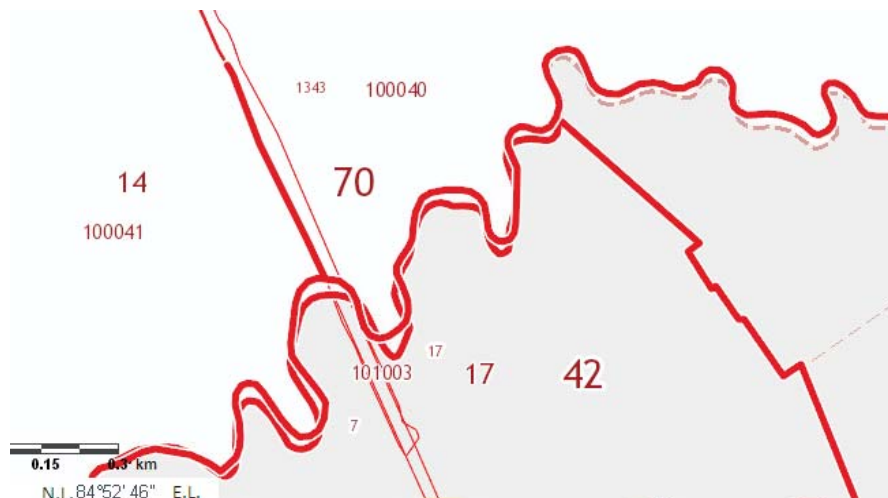


Fig. 4 Border of Tomsk and Kemerovo areas on the public cadastral map (we can see the crossing of two borders, though they had to coincide!)

References

1. Dale Peter F. John D. McLaughlin Land Administration (Spatial Information Systems and Geostatics Series) // New York: Oxford University Press, March 23, 2000 - 184 p.
3. Jantine Esther Stoter. 3D Cadastre// NCG, Nederlandse Commissie voor Geodesie, Delft, July, 2004 - 342 p
4. Jantien Stoter. 3D Cadastre. – PhD Thesis TU Delft, Publications on Geodesy 57, Netherlands Geodetic Commission, Delft, 2004. – 327 p.
5. Paul Van der Molen and Martin Wubbe. E-Government and E-Land Administration. As an example: The Netherlands // Coastal Areas and Land Administration – Building the Capacity 6th FIG Regional Conference San José, Costa Rica 12–15 November 2007, pp. 1-13
6. Fatih Döner, Rod Thompson, Jantien Stoter, Christiaan Lemmen, Hendrik Ploeger, Peter van Oosterom and Sisi Zlatanova. Solutions for 4D cadastre – with a case study on utility networks // International journal of geographical information science, Vol. 25, No. 7, July 2011. – pp. 1173-1189
7. Jantien Stoter, Peter van Oosterom and Hendrik Ploeger. The Phased 3D Cadastre Implementation in the Netherlands. // Proceedings 3rd International Workshop on 3D Cadastres, 2012, Shenzhen. – pp. 201-218.
8. Jantien Stoter, Hendrik Ploeger and Peter van Oosterom. 3D cadastre in the Netherlands: Developments and international applicability // 3D Cadastres II, special issue of Computers, Environment and Urban Systems, Volume 40, July 2013. – pp. 56-67.
9. Снежко И.И. Сравнительный анализ создания 3D-кадастра в России и Нидерландах // Известия вузов. Геодезия и аэрофотосъемка. – 2013. – №4. – С. 100–104. (Snezhko I.I. Comparative analysis of 3D-cadastre creation in Russia and the Netherlands // News of universities. Geodesy and air survey. -2013. – №4. – P. 100–104.)
10. Jantien Stoter, Peter van Oosterom. 3D Cadastre in an International Context: Legal, Organizational, and Technological Aspects //
8. J.E. Stoter, P.J.M. Van Oosterom, R. Wouters, L.J.M. Jansen Current developments in 3D cadastre with examples from the Netherlands and the Russian Federation // Proceedings 1st Serbian Geodetic Congress, Belgrade, Serbia, 1-3 December 2011. – 10 p.
9. Jürg Kaufmann • Daniel Steudler with the Working Group 1 of FIG Commission 7 «Cadastre 2014» // Kuhn Druck AG, CH-8212 Neuhausen am Rheinfall, Switzerland, July 1998.

Круглый стол

ПОДГОТОВКА ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ И НАУЧНЫХ КАДРОВ В ОБЛАСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН. ПРОБЛЕМЫ, РЕШЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ.

СУПЕРВАЙЗИНГ В БУРЕНИИ: КНУТ И ПРЯНИК.

А.В. Безуглый
ООО «СГК-Бурение»

Понятие супервайзер пришло к нам из Соединенных Штатов Америки начала 70-х годов, оно имеет английские корни - supervisor («надсмотрщик», «надзирающий»), появление этой должности в американских компаниях было обусловлено развитием технологий и необходимостью усиления контроля за персоналом, с приходом западных технологий и в России появилась и «прижилась» должность «супервайзера».

Главная цель супервайзинга заключается в повышении эффективности вложения инвестиций в бурение и нефтегазодобычу путём контроля и управления производственными процессами нефтегазодобывающими предприятиями. Организация и координация работ, своевременное и качественное выполнение производственных целей — основная задача супервайзинга.

Внедрение новых технологий требует привлечения новых работников или переобучения существующих, а сбои в работе могут обернуться большими финансовыми потерями из-за дополнительных непредвиденных затрат.

Супервайзер – это специалист высокого класса, контролирующий выполнение работ в области бурения или освоения скважин, знающий экологические аспекты, технику безопасности, весь комплекс норм и правил. На месторождении он представляет интересы заказчика,

участвует в разрешении конфликтных ситуаций. В процессе своей работы супервайзер отслеживает наличие материалов, их необходимое количество, качество и расход. Супервайзер находясь на буровой, следит за технологией, налаживает взаимодействие подрядных организаций, стремится организовать дело так, чтоб ускорить сроки строительства скважин, удешевить бурение и при этом добиться качества.

Благодаря службе супервайзинг, заказчик впервые увидел, какая информация скрывается буровыми компаниями где практика буровых работ, основанная на «метре любой ценой», научила «ловчить» буровиков при строительстве и сдаче скважин. Сведения о множественных отклонениях (авариях, осложнениях, фактах и явлениях низкой организации труда, нарушений технической и экологической безопасности) в советские времена, как правило, не выносились за пределы буровой площадки.

С разделением труда (раздельный сервис) в нефтегазодобывающем комплексе в начале 90-х годов появилась потребность контроля за эффективным вложением и возвратом по инвестициями. Выделение из структуры буровых предприятий инженерных и технологических функций (цементирование скважин, телеметрическое сопровождение траектории ствола, отработка долот, отбор керна, буровые растворы, гидравлические забойные двигатели, отбор керна, воздействие на пласт и пр.) с одновременным созданием многочисленных сервисных компаний ускорило формирование супервайзингового сервиса, сделал большой шаг в создании российского бурового и нефтегазового супервайзинга.

В процессе работ по строительству, реконструкции и ремонту скважин нефтегазодобывающие компании осуществляют текущее рейтингование буровых и сервисных подрядчиков. Супервайзер после

завершения строительства скважины участвует в подготовке итоговых документов, на основании которых нефтегазовая компания определяет качество скважины как объекта эксплуатации, а также текущий рейтинг бурового и сервисных подрядчиков. В перечень показателей качества скважины и выполнения услуг включены только показатели, напрямую зависящие от работы буровых и сервисных подрядчиков: качество проводки ствола скважины; качество крепи обсадных колонн; качество выполнения услуг; выполнение правил безопасности и охраны труда, охраны окружающей природной среды. Методика рейтингования позволяет нефтяным компаниям привлекать к работам буровых и сервисных подрядчиков, обладающих большим практическим опытом, высоким техническим уровнем и квалификацией непосредственных исполнителей, финансовой стабильностью, высоким уровнем состояния ОТ, ТБ, ООС.

Угроза штрафа заставляет буровые предприятия лучше и качественнее работать, вовремя производить ремонт оборудования, не допускать аварий на производстве.

Нефтегазодобывающие компании, осуществляющие политику кнута в отношении буровых компаний, помогают буровым компаниям получить пряник, так как начинаются работы по поиску новых технологий, модернизации производства, привлечению на буровые обученного персонала и т.д.

Дальнейшее развитие супервайзинга немислимо без общественного обсуждения и осмысления развивающегося феномена управления строительством новых и реконструкцией старых нефтегазовых мощностей. Необходима консолидация усилий заказчиков, сервисных фирм и супервайзинговых предприятий, направленных на регламентацию супервайзинговой деятельности.

Подчиняясь рыночным законам, супервайзинг в конечном счете станет ответственным за эффективность вложения нефтегазовыми компаниями инвестиций.

Литература

1. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Салихов Р.Г., Янгиров Ф.Н. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин: Учебное пособие. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005г. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1988г. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра, 1985г. Конесев Г.В.

ПОДХОДЫ К РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ «ТВОРЧЕСКИЙ ПРОЕКТ» НА КАФЕДРЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

А.В. Епихин, А.В. Ковалев, К.М. Минаев, А.А. Морев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация

В 2011г. Томский политехнический университет поддержал концепцию CDIO, и с этого же времени в университете ведется интенсивная работа по модернизации различных образовательных программ [1]. В связи с этим, в рамках концепции CDIO в учебный план групп первого курса (набор 2012 года), обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело», включены такие дисциплины как «Введение в инженерную деятельность» и «Творческий проект». Направление «Нефтегазовое дело» объединяет несколько специальностей, подготовку по которым ведут кафедры бурения скважин, геологии и разработки нефтяных месторождений, транспорта и хранения нефти и газа. Для упрощения реализации учебного плана ответственными за ООП было принято решение дисциплину «Введение в инженерную деятельность» проводить в «поточном» режиме, а «Творческий проект» реализовывать силами указанных выше кафедр для курируемых ими групп. В

настоящей статье освещен подход к реализации дисциплины «Творческий проект», реализованный на кафедре бурения скважин Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Определение и содержание понятия «творческий проект»

Введем понятие творческого проекта. В литературе выделяют два значения слова «проект» [2]: проект – как результат проектировочной деятельности; проект – как форма организации совместной деятельности людей.

Под «творческим проектом» понимается проектная деятельность одного или группы людей, которая не ограничена строгими рамками и алгоритмами в достижении результата. Другими словами, участнику выдается ориентировочное задание, которое он должен выполнить любым способом, не противоречащим правилам и морали самого проекта.

Сам творческий проект, как педагогический инструмент, известен в отечественной и зарубежной практике уже несколько десятков лет. Его актуальность и востребованность подтверждает ряд диссертационных работ и научных педагогических исследований [3-6].

Творческий проект можно классифицировать хронологически по месту его реализации (учебное заведение): в дошкольных учреждениях [7]; в учреждениях среднего образования [8-11]; в учреждениях среднего специального образования [12-14]; в учреждениях высшего профессионального образования [15-21]; на производстве (в профессиональной среде) [22-23].

Обобщенно творческий проект представляет собой следующую последовательность из нескольких этапов [12, 24]:

- подготовительный: знакомство обучаемых с правилами проекта, граничными условиями, разделение на подгруппы;
- поисковый: участники проекта или подгруппы занимаются самообразованием и сбором информации по теме проекта;
- аналитический: участники проекта занимаются решением проблемы проекта и выбором стратегии для его реализации;
- практический (конструкторско-технологический): непосредственно выполнение проектного задания;
- оформительный: оформление результатов проекта и подготовка к презентации (защите);
- презентационный: презентация и защита результатов проекта;
- контрольный: проведение процедур получения обратной связи от участников проекта.

Авторами научных педагогических исследований выделяются следующие особенности и тенденции современных творческих проектов:

1. Стремление к обеспечению преемственности творческих проектов на всех ступенях образования от школы до вуза, что позволит максимально полно развивать потенциал учащихся [25]. Следовательно, сама направленность проекта должна идти от общеобразовательных направлений в школе до узко-профилированных (профессионально-ориентированных) в вузе.

2. Активное применение в практике творческих проектов компьютерных информационных технологий и виртуальных систем, что позволит ускорить процесс реализации [26]. Но это исключает вербальное взаимодействие между участниками проекта, снижает

эффективность командной работы и коммуникаций между студентами и научным руководителем.

3. Реализации творческих проектов непосредственно в профессиональной деятельности (в производственных условиях), что позволяет создать условия для активного создания и внедрения инноваций, а также является дополнительным способом оценки эффективности труда сотрудников [22].

4. Возможность оценки как индивидуальной, так и групповой работы, которая позволяет, с одной стороны, развивать индивидуальное творческое мышление у каждого из участников, а, с другой стороны, активизировать межличностные коммуникации, стимулировать к работе в изменяющихся внешних условиях [15, 16] .

5. Творческий проект на начальных курсах вузов особенно легко реализуется на естественнонаучных и социально-гуманитарных специальностях, поскольку этап самообразования для них проходит легче, по сравнению со студентами технических специальностей [15, 17-18].

6. Интересным развитием творческого проекта является междисциплинарный проект, для реализации которого необходимо наличие профессиональных компетенций, которые развиваются в рамках учебных дисциплин профессионального курса [27]. Следовательно, он может быть включен в учебный план не ранее 4 курса бакалавриата. Дополнительным преимуществом подобных проектов является возможность кооперации с производством и получения реальных заказов на научные исследования.

7. Развитие творческих способностей через игру. Часто в качестве творческого проекта используются задания, которые представляют собой игру по созданию какого-либо макета реального

механизма или оборудования, поделки и пр. В этом ряду находятся и проекты дисциплины «Технология» из школьной программы обучения [8-10, 13].

8. За рубежом творческий проект рассматривается как способ развития прогресса, а молодежь мотивирована на создание новых технологий, устройств и методов. Поэтому творческий проект является «хобби» для многих учащихся. В пользу этого играют и упрощенные условия внедрения и трансферта технологий во многих зарубежных странах [28].

Творческий проект находит свое применение на всех ступенях образования, а попытки его внедрения в профессиональную деятельность еще раз подчеркивают актуальность данной педагогической технологии.

Алгоритм реализации дисциплины «Творческий проект» на кафедре бурения скважин

Перед началом реализации творческого проекта для группы студентов направления «Нефтегазового бурения», которые обучаются при кафедре бурения скважин, перед преподавателями возник ряд проблем:

- слабая осведомленность студентов о своей специальности (на курс «Введение в инженерную деятельность» заложена малая учебная нагрузка, и он не раскрывает полностью информации о будущей специальности), что является причиной их инертности и низкой мотивации к творческой деятельности;
- консервативность преподавательского состава по отношению к нововведениям, что привело к формату дисциплины «Творческий проект» на других кафедрах в виде защиты рефератов по предложенным темам;

- отсутствие опыта реализации подобных проектов сотрудниками кафедры;
- скепсис сотрудников, считающих, что методами творческого проекта невозможно мотивировать студента 1-2 курса к дополнительному изучению своей специальности.

Решение этих проблем достигнуто за счет разработки нижеследующей схемы реализации творческого проекта на базе кафедры бурения скважин. Дисциплина изучается в 2-4 семестре, является кореквизитом дисциплины «Введение в инженерную деятельность» и пререквизитом дисциплины «Учебно-исследовательская деятельность». Таким образом, с целью сохранения исследовательского тренда в обучении, предложена схема из 3 частей творческого проекта, разделенного по семестрам. Каждая часть творческого проекта рассматривается как отдельный проект, решающий определенные задачи.

2 семестр. Часть 1. Образовательно-игровая часть. «Буровое оборудование своими руками».

Цель. Развитие творческого и пространственного мышления у студентов в области бурения скважин путем разработки макета бурового оборудования.

Задачи.

1. Самостоятельное изучение студентами устройства, принципа работы и особенностей эксплуатации бурового оборудования.
2. Развитие у студентов навыка информационного поиска.
3. Развитие у студентов навыков работы в команде и осуществления межличностных коммуникаций.
4. Подготовка студентов к работе в рамках дефицита информации и времени с обеспечением решения поставленной задачи.

5. Развитие у студентов навыков оформления и защиты результатов своего труда.

Содержание проекта:

Подготовительный этап: знакомство студентов с правилами проекта, граничными условиями, разделение на подгруппы.

Поисковый этап: студенты производят информационный поиск по теме своего проекта (макет бурового оборудования), изучают его устройство, рассматривают варианты его изготовления.

Аналитический этап: подгруппы согласно граничным условиям (прочность макета, устойчивость к нагрузкам, масштаб) выбирают материал и технологию изготовления.

Практический этап: непосредственно разработка макета.

Оформительский этап: оформление пояснительной записки с описанием алгоритма изготовления макета и презентации к защите.

Презентационный этап: презентация и защита проекта комиссии из преподавателей кафедры и представителей производства.

Контрольный этап: получение обратной связи по нескольким направлениям: оценка студентами работы научного руководителя и проекта в целом; самооценка студентов; оценка студентами товарищей по команде; оценка научным руководителем работы студентов; оценка представителями производства.

3 семестр. Часть 2. Образовательно-соревновательная часть.

«ТРИЗ».

Цель. Развитие творческого подхода к решению технических и нетехнических изобретательских задач.

Задачи.

1. Обучение студентов теории и методам теории решения изобретательских задач (ТРИЗ).

2. Развитие у студентов навыков использования различных методик решения изобретательских задач.

3. Развитие у студентов навыков работы в команде и осуществления межличностных коммуникаций.

4. Подготовка студентов к работе в рамках дефицита информации и времени с обеспечением решения поставленной задачи.

5. Развитие у студентов навыков защиты результатов своего интеллектуального труда.

Содержание проекта:

Подготовительный этап: знакомство студентов с правилами проекта, граничными условиями, разделение на подгруппы.

Обучающий этап: студенты изучают теорию решения изобретательских задач и методы их решения в рамках лекционно-практического курса.

Первый практический этап: проведение командного первенства по ТРИЗ (решение 10 задач командами по 4-5 человек в условиях дефицита времени).

Презентационный этап: презентация и защита по одному лучшему решению любой из задач каждой из команд.

Второй практический этап: проведение личного первенства по ТРИЗ (индивидуальное решение 10 задач в условиях дефицита).

Контрольный этап: получение обратной связи по нескольким направлениям: оценка студентами работы научного руководителя и проекта в целом; самооценка студентов; оценка студентами товарищей по команде; оценка научным руководителем работы студентов; оценка представителями производства.

4 семестр. Часть 3. Соревновательно-исследовательская часть.

«CASE».

Цель. Развитие творческого подхода к решению реальных производственных научно-исследовательских задач.

Задачи.

1. Развитие у студентов навыка информационного поиска и научного анализа.
2. Развитие у студентов навыков работы в команде и осуществления межличностных коммуникаций.
3. Развитие у студентов навыка планирования, проведения исследований и обработки их результатов.
4. Развитие у студентов навыков оформления и защиты результатов своего труда.
5. Обучение студентов решению реальных производственных проблем с применением творческого научного подхода.

Содержание проекта. Получить задание на решение производственной технической проблемы в области бурения. Произвести ее анализ, разработать варианты решения, провести необходимые исследования и обосновать в формате защиты выбранный вариант.

Подготовительный этап: знакомство студентов с правилами проекта, граничными условиями, разделение на подгруппы, получение заданий на решение производственной технической проблемы.

Поисковый этап: студенты производят информационный поиск по теме изучаемой проблемы, формируют аналитический отчет по возможностям ее решения.

Аналитический этап: подгруппы разрабатывают алгоритм решения задачи, при необходимости создают экспериментальный стенд и методику проведения эксперимента.

Практический этап: подгруппы проводят экспериментальные исследования, обрабатывают их результаты и формулируют выводы.

Оформительский этап: оформление пояснительной записки с описанием проделанных работы и ее результатов.

Презентационный этап: презентация и защита проекта комиссии из преподавателей кафедры и представителей производства.

Контрольный этап: получение обратной связи по нескольким направлениям: оценка студентами работы научного руководителя и проекта в целом; самооценка студентов; оценка студентами товарищей по команде; оценка научным руководителем работы студентов; оценка представителями производства.

Выводы

Таким образом, студенты в течение трех семестров проходят несколько этапов развития и профессионального становления, начиная от игрового метода обучения и заканчивая реальным научным исследованием.

Первая часть проекта необходима для углубленного знакомства со своей специальностью, вторая часть – для развития навыков решения технических задач и противоречий, третья часть ориентирована на выполнение производственного задания, которое может стать для студентов темой выпускной квалификационной работы бакалавра. Обеспечение в третьей части проекта реальной связи с производством через получение реальных заданий особенно важно и актуально. Это подчеркнет заинтересованность компаний в сотрудничестве с кафедрой,

а также станет серьезным мотиватором для студентов к занятиям научно-исследовательской работой.

На настоящий момент группы набора 2013 года прошли первый этап творческого проекта, а группы набора 2012 года – все этапы проекта. Обратная связь имеет преимущественно положительный характер, но реальным показателем эффективности творческого проекта станут производственно-ориентированные выпускные квалификационные работы исследовательского характера. О первых результатах такой формы творческого проекта можно будет основательно рассуждать только в 2016 году, когда будет проходить выпуск группа бакалавров набора 2012 года.

Литература

1. Митянина О.Е., Сивицкая Л.А. Организационно-методические аспекты реализации дисциплины «Творческий проект»// Сборник трудов научно-методической конференции «Уровневая подготовка специалистов: государственные и международные стандарты инженерного образования». - Национальный исследовательский Томский политехнический университет. - 2013. - С. 30-31.
2. Давлетова И.Р. Метод проектов – технология компетентностно-ориентированного образования// Материалы III межрегиональной научно-практической конференции «Компетентностно ориентированные технологии образования». – Оренбург. - 2010. - С. 66-69
3. Гончарова О.В. Самореализация личности школьника в процессе разработки компьютерных творческих проектов/ дисс. на соискание ученой степени кандидата педагогических наук. - Кострома, 2009. – 195 с.
4. Желнина Л.С. Методические основы формирования профессиональных знаний и умений учащихся лица в процессе выполнения творческих проектов/ дисс. на соискание ученой степени кандидата педагогических наук. - Тула, 1998. – 174 с.
5. Губанова Н.А. Дидактические условия обучения учащихся профессиональных училищ выполнению творческих проектов/ дисс. на соискание ученой степени кандидата педагогических наук. - Брянск, 2000. – 245 с.;
6. Малая В.В. Метод проектов как средство развития творческих способностей студентов туристского вуза/ дисс. на соискание ученой степени кандидата педагогических наук. - Москва, 2003. – 147 с
7. Колесникова Г.Г. Творческий проект как форма совершенствования педагогического мастерства воспитателя дошкольного образовательного

- учреждения//Проблемы и перспективы развития образования в России. - 2013. - № 18. - С. 53-58.
8. Иляева Л. М., Симоненко В. Д., Шипицын Н. П. Творческие проекты для учащихся 5-7-ых классов по технологии обработки конструкционных материалов. – 1995.
 9. Мишенин А.И. Развитие творческой активности учащихся через проектную деятельность на уроках технологии// Сибирский учитель - 2011. - №77. - С. 93-95.
 10. Пузанкова Р.Н. Экспериментальные исследования в творческих проектах учащихся// Школа и производство. - 2011. - № 4.- С. 45-47.
 11. Новосёлов С. А., Пестов С. А. Формирование информационной компетентности учителей технологии в процессе выполнения творческих проектов с использованием систем автоматизированного проектирования //Специальное образование. – 2011. – №. 1.
 12. Санников Д.В. Творческий проект – активный метод подготовки конкурентоспособного специалиста// Современные проблемы образования. – №8. – 2006. – С. 36-37
 13. Пестов С.А. [Творческие проекты как средство формирования информационной компетентности педагогов технологического образования// Письма в Эмиссия. Оффлайн: электронный научный журнал.](#) - 2011. - [№ 12.](#) - С. 1692.
 14. Непогода Л.И. Творческие проекты как средство формирования профессионально-технологической компетенции выпускников учреждений начального профессионального образования // Известия Российского государственного педагогического университета им. А.И. Герцена. - 2008. - № 51. - С. 261-265.
 15. Самаркина И.В. Групповой творческий проект как метод интерактивного обучения//Человек. Сообщество. Управление. - №5. – 2005. – с. 130-142.
 16. Козырева О.А. Некоторые особенности формирования профессионально-педагогической культуры студентов при изучении курса «Дидактика. Педагогические технологии»// Вестник Костромского государственного университета им. Н.А.Некрасова – Т.12. - №4. – 2006. – С. 21-24.
 17. Кундозерова, Л. И. Творческий проект по педагогике: методические рекомендации / Л. И. Кундозерова, О. А. Козырева, О. И. Шелуха. – Новокузнецк : КузГПА, 2006. – 95 с.
 18. Козырева О. А. Творческие проекты как средство формирования профессиональной культуры педагогов-психологов //Профессиональная ориентация молодежи: вчера, сегодня, завтра: материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной. – С. 320-323.
 19. Viktorovna D. Y., Anna S. The organization of educational and creative activity in the course of formation of creative independence of students designers //Modern pedagogy. – 2014. – Т. 6.
 20. Whitcomb J. J. et al. A Pilot Study on Delirium in the Intensive Care Unit: A Creative Inquiry Project With Undergraduate Nursing Students //Dimensions of Critical Care Nursing. – 2013. – Т. 32. – №. 5. – С. 266-270.
 21. White C. B. et al. The interpretive project: a creative educational approach to fostering medical students' reflections and advancing humanistic medicine //Reflective Practice. – 2010. – Т. 11. – №. 4. – С. 517-527.

22. Рыжов В.П. Инженерное творчество и проблемы современного инженерного образования//Открытое образование. - №5. – 2005. – С.80-84.
23. Bakker R.M, Boros S., Kenis P., Oerlemans L. It's only temporary: time frame and the dynamics of creative project teams// British Journal of Management. – V.24. – 2013. – P. 383-397.
24. Голуб Г.Б., Чуракова О.В. Метод проектов как технология формирования ключевых компетентностей учащихся: учебное пособие. – Самара. – 2003. – 145 с.
25. Ильницкая И.А., Попов Ю.А. Проект: развитие творческого потенциала учащихся в школе и вузе как основа инновационного образования//Научная сессия МИФИ. – 2006. – с.33-38.
26. Штакина О.В. Педагогические условия развития творческих способностей учащихся средних классов средствами информационных технологий// Вопросы современной науки и практики. - №1. – 2014. – с. 70-73.
27. Каплина С.Е. Метод междисциплинарного экологического проектирования// Успехи современного естествознания. - №11. – 2012. – С.58-60.
28. Rogers M. et al. Stepping into production: seeding creative project work //The Digital Youth Network: Cultivating Digital Media Citizenship in Urban Communities. – 2014. – С. 97.

**ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ СТУДЕНТОВ И
МАГИСТРАНТОВ К НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КАФЕДРЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН
А.В. Епихин, А.В. Ковалев, К.М. Минаев, А.А. Морев
Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия**

Обзорная часть

Прошел год с момента победы Томского политехнического университета (ТПУ) в конкурсе на возможность участия в программе «Ведущий исследовательский университет» (ВИУ). Согласно этой программе, ТПУ в составе группы российских вузов должен начать планомерное движение в мировых рейтингах – сначала к «ТОП-200 вузов», а затем к главной стратегической цели – «ТОП-100». Сроки для достижения поставленных целей сжаты (2020 год), что требует высокой результативности работы на всех уровнях управления.

Для ведения серьезной борьбы с ведущими мировыми вузами руководством ТПУ была разработана программа повышения

конкурентоспособности, согласно которой сформулирована стратегическая цель: становление и развитие ТПУ как исследовательского университета – одного из мировых лидеров в области ресурсоэффективных технологий, решающих глобальные проблемы человечества на пути к устойчивому развитию [1].

Стратегическая цель в свою очередь трансформируется в систему целей [1], которые ставятся перед сотрудниками вуза:

- исследования мирового уровня;
- глобально конкурентоспособное инженерное образование;
- тиражирование лучших академических и инженерных практик;
- стратегическое партнерство с академическим и бизнес-сообществом;
- подготовка и привлечение выдающихся студентов, ученых и преподавателей;
- трансформация в университет преимущественно магистерско-аспирантского типа;
- эффективное управление ресурсами;
- социальная значимость и ответственность.

Анализ указанного перечня целей поднимает два основных вопроса: как и кто? Достижение запланированных результатов будет обеспечено через активное взаимодействие с другими научно-исследовательскими и промышленными центрами, коммерциализацию собственных разработок и проведение исследований мирового уровня на базе вуза. Этому же будут способствовать и бюджетные ассигнования, которые предусмотрены вузам-победителям конкурса ВИУ [2].

Более остро стоит вопрос: чьими силами будет обеспечен успех данной государственной инициативы. Это, конечно, команда опытных

менеджеров в лице представителей Министерства образования и науки Российской Федерации и администрации ТПУ. Эти люди будут осуществлять управление и контроль. Другой вопрос, кто конкретно будет выполнять достижение заявленных показателей эффективности. Основные результаты по данной программе ожидаются 2020 году. Кроме того, делается акцент на подготовку и привлечение выдающихся студентов, ученых и преподавателей и трансформацию ТПУ в университет преимущественно магистерско-аспирантского типа. Это значит, что ставка делается на активных молодых ученых, способных вести исследования мирового уровня и обеспечивать активную кооперацию с учеными других научно-исследовательских центров. Для реализации данной стратегии ТПУ просто необходимо обеспечить непрерывную подготовку и привлечение молодых ученых (начиная со студенческой скамьи). Именно молодые ученые через 5-10 лет должны обеспечивать основную долю целевых показателей, таких как, привлечение внебюджетных средств (сотрудничество с промышленностью), публикация статей в ведущих изданиях, высокий уровень цитируемости [1].

Для качественной реализации программы, согласно лучшим традициям планирования, руководством ТПУ был разработан перечень задач и мероприятий по их успешной реализации для достижения поставленных перед вузом целей [3]. Особое внимание среди них уделяется развитию молодежной науки, привлечению, воспитанию и поощрению перспективных студентов, магистрантов и молодых ученых. Этот предусмотрено в рамках задач 3.1 «Поддержка талантливых студентов и аспирантов», 3.2 «Привлечение талантливых иностранных студентов» и 6.1. «Совершенствование деятельности магистратуры, аспирантуры и докторантуры» [3].

В рамках указанных мероприятий возрастает роль молодых ученых в мотивировании студентов и магистрантов к научной и творческой инновационной деятельности. Они своим примером и активностью должны поднимать статус профессии ученого в глазах учащихся вузов, создавать образ ученого как успешного человека, мотивировать к занятию научной деятельностью как способу самореализации и творческой занятости и даже серьезной альтернативе бизнесу. Это те люди, которые не побоялись сделать ставку своей карьеры на научную деятельность, прошли этапы сложного выбора и имеют опыт решения организационных, научных и методических сложностей. Молодые ученые организовывать работу студентов и магистрантов, повышать продуктивной их научной деятельности.

Следует отметить, что важность развития молодежных научных и творческих объединений, как основы научно-исследовательской деятельности в вузе подчеркивается в ряде педагогических исследований последних лет. В работах [4-5] говорится о традициях молодежных объединений, которые имеют в отечественной практике науки и образования более чем шестидесятилетнюю историю и получившие свое начало со студенческих конструкторских бюро в СССР. В реалиях современного высшего образования подчеркивается важность молодых ученых в инновационном процессе для повышения конкурентоспособности вуза [6-9]. В данных работах говорится о необходимости внимания к проблемам молодежной науки и молодых ученых.

За рубежом к вопросу молодежной науки и решению проблем молодых ученых относятся также очень внимательно, поскольку считают молодых ученых двигателем прогресса и инноваций [10-11]. Основным доводом в пользу молодежной науки является то, что

молодые ученые находятся в центре событий, готовы работать в современных парадоксальных условиях: избытка информации, недостатка исходных данных, дефицита времени и средств, необходимости резкой смены деятельности и оперативной отчетности. Следовательно, современный ученый представляет собой образ: высокообразованный специалист, способный к постоянному самообучению и работе в экстремальных условиях дефицита времени и избытка информации.

***Молодежное объединения «Синергия»: причины создания и
результаты деятельности***

Для решения задач привлечения молодых ученых и мотивации студентов к занятиям научно-исследовательской работой на кафедре бурения скважин Института природных ресурсов в начале 2013 года было создано молодежное объединения «Синергия» (МО «Синергия»). За двухлетнюю историю существования МО «Синергия» смогла задействовать в работе 4 молодых ученых (сотрудников кафедры) и около 30 студентов, магистрантов и аспирантов. Это позволило существенно повысить качество молодежной науки на кафедре и количественно увеличить научные показатели молодых ученых (количество статей и наград на научных конкурсах возросло практически вдвое по сравнению с 2010-2012 гг.).

Кроме того, сотрудники МО «Синергия» за указанный период реализовали ряд научно-исследовательских и учебных проектов [12]:

- организована реализация дисциплины «Творческий проект» с ориентацией на современные проблемы производства;
- проведены две Всероссийских олимпиады по бурению скважин на базе Томского политехнического университета;

- составлены базы данных научных журналов, научной и учебной литературы по направлению бурения скважин;
- созданы и оборудованы лаборатории «Гидроабразивного разрушения горных пород», «Изучения особенностей механического разрушения горных пород», «Буровых промывочных жидкостей»;
- регулярно проводятся обучающие мероприятия по особенностям ведения научных исследований, написания научных статей и презентации научных результатов своей деятельности для студентов и магистрантов кафедры.

Проблемы молодежной науки на кафедре бурения скважин

Не смотря на активное развитие и постоянное расширение, МО «Синергия» сталкивается с рядом проблем мотивации студентов и магистрантов, которые были сформулированы на основе бесед, опросов и дискуссий с учащимися кафедры:

- высокая заработная плата в буровой отрасли по сравнению с вузом;
- отсутствуют гарантии защиты диссертации по окончании трехлетнего срока обучения в аспирантуре;
- слабое воодушевление примером молодых ученых, которые являются в настоящее время сотрудниками кафедры.

Причем указанные проблемы связаны между собой. Если активность молодых ученых является своего рода мотиватором для студентов, то в противовес – низкий процент «защищаемости» на кафедре бурения становится сильнейшим демотиватором. Любой студент понимает, что вертикально-направленная траектория карьеры зависит от наличия у него ученой степени. Если на получение степени придется потратить 5-7 и более лет, то вопрос работы в вузе становится уже не актуальным. Учитывая, что в буровой отрасли выпускник вуза

среднего уровня проходит путь от помощника бурильщика до ведущего инженера за 4-5 лет, то выбор очевиден. Эти же проблемы проецируются и на благосостояние молодого ученого. Сложно требовать активности и творческого подхода к научной работе от человека, который находится в постоянной нужде, отчетливо понимая, что он имеет «запасной аэродром» в виде буровой отрасли, где уровень заработной платы выше от 3 до 5 раз.

В связи с этим, ключевой целью, которую ставит перед собой МО «Синергия» на данный момент является работа по обеспечению «уверенности в завтрашнем дне» для своих сотрудников. Для этого акценты деятельности ставятся на стремление к 100% защищаемости по истечению срока обучения в аспирантуре, активной кооперации с производством, вузами и государством с целью привлечения средств на развитие научных направлений и поддержку молодых ученых. Цель МО «Синергия»: создать и популяризация образ успешного, востребованного ученого с высоким уровнем жизни. Именно этот образ обеспечит приток на кафедру высокомотивированных активных молодых людей.

Конечно, в современных условиях проблемы материального благосостояния частично может решить эффективный контракт, на работу по которому были переведены все сотрудники вуза со второй половины 2014 года [13-14]. Согласно этому документу, ученый, выполняя определённый перечень показателей результативности, может повышать свое благосостояние и даже расти по карьерной лестнице. Например, *«Ассистенты, преподаватели и старшие преподаватели, выполнившие все критерии за отчетный год или выполнившие не менее 75% всех критериев в течение двух лет подряд, переводятся на*

должность следующей категории (преподаватель, старший преподаватель и доцент, соответственно)».

Но, в данном случае, возникает замкнутый круг – для выполнения показателей по финансовым средствам – ассистенту необходимо заключить хоз. договор, а для успешного заключения хоз. договора (в первую очередь убеждение заказчика) желательно быть остепененным. Аналогичная ситуация для грантов и для высокорейтинговых статей. Безусловно, можно активно сотрудничать с другими учеными, договариваться о совместных исследованиях, но это в том случае, если у вас имеются необходимые контакты. Равно как и завязать контакты с серьёзными учеными не остепененному человеку в разы сложнее, чем кандидату наук.

***Особенности и преимущества МО «Синергия» при привлечении
молодых ученых***

В тоже время, на время обучения в вузе МО «Синергия» успешно мотивирует студентов и магистрантов к научной деятельности благодаря ряду преимуществ и особенностей объединения:

- ***индивидуальный подход*** - в МО «Синергия» против принципа «штампования», научные руководители разрабатывают со студентами их индивидуальные планы развития и календарные планы деятельности, проводят регулярные семинары и консультации;
- ***комплексность научных направлений*** – если рассматривать в совокупности научные направления, которые ведутся молодыми учеными в составе МО «Синергия», то можно заметить, что они все направлены на достижение одной общей цели: обеспечение сооружения скважины заданного качества в кратчайшие сроки и с минимальными затратами. Работы молодых ученых частично пересекаются, при необходимости могут объединяться для проведения комплексных

научных исследований. Это позволяет студентам практически безболезненно заниматься исследованиями в различных направлениях, менять научных руководителей, выбирать для себя наиболее интересное направление;

- **подготовка выпускных квалификационных работ высокого уровня** – научные руководители МО «Синергия» работают со студентами при подготовке исключительно выпускных квалификационных работ исследовательского типа, что позволяет студентам повысить свою квалификацию и подготовить качественный, законченный научный труд к защите;

- **настрой на самообучение** – принцип работы со студентами, реализуемый на базе МО «Синергия» основывается на постоянном самообучении и повышении собственной квалификации по специальности, что также положительно влияет на уровень подготовки выпускника кафедры; кроме того, осуществлять научно-исследовательскую работу на высоком уровне без постоянного повышения своей компетенции - не возможно;

- **корпоративная культура и преемственность** - в рамках МО «Синергия» предусматривается пирамидальный тип управления «доктор наук – кандидат наук – преподаватель – аспирант – магистрант – студент – школьник». Одной из особенностей является стремление к привлечению к научно-исследовательской деятельности творческой и активной молодежи «со школьной скамьи». Во-первых, это положительно сказывается на наборе студентов на кафедру и контроле их контингента. Во-вторых, это приводит к увеличению межличностных коммуникаций между студентами различных курсов, что повышает сплоченность коллектива студентов кафедры. В-третьих, тесная работа с молодыми учёными в течение длительного времени создает эффект

трудового коллектива, который стимулирует выпускника остаться и продолжить обучение в аспирантуре. В-четвертых, корпоративная культура стимулирует членов МО «Синергия» к участию и активной взаимопомощи, что также является моральным мотиватором. Дополнительным преимуществом пирамидальной системы управления является то, что студенты всегда видят в качестве примера магистрантов, магистранты – аспирантов и так далее.

- **одни проблемы – совместное решение** – особенный плюс МО «Синергия» в том, что ею управляют молодые люди, которые понимают проблемы современной молодежи, что позволяет активно работать по их решению совместной поддержке.

Выводы

Таким образом, на основании вышеизложенного были сделаны следующие выводы:

- в современных условиях потребности в быстром развитии науки и инноваций Томский политехнический университет кровно заинтересован в создании кадрового резерва молодых высококлассных и активных ученых, ориентированных на постоянное развитие, карьерный рост и повышение своего благосостояния;
- стратегической целью МО «Синергия» является обеспечение гарантий молодым ученым, оставшимся в аспирантуре, в защите кандидатской диссертации по окончании срока обучения;
- свои потребности в материальном плане молодые ученые, учитывая их активность и высокую работоспособность, могут реализовывать за счет выполнения эффективного контракта;
- проблема привлечения студентов и магистрантов к активной научной деятельности на данный момент не является настолько острой

как несколько лет назад на кафедре, но процент занимающихся исследованиями должен постоянно расти;

- кафедра должна ставить упор и приоритет только на исследовательские выпускные квалификационные работы, что станет административным рычагом, позволяющим повысить научную активность студентов;

- помимо прочих преимуществ по привлечению студентов и магистрантов к НИРС деятельность МО «Синергия» ставит своей целью активную кадровую политику по приему абитуриентов (ориентированных на кафедру) и кадровую политику по приему молодых ученых;

- эффективность работы МО «Синергия» будет в разы выше при поддержке со стороны корифеев кафедры и руководителей научных школ, которые будут этими действиями демонстрировать студентам актуальность работы в коллективе молодых ученых.

Литература

1. Программы развития. Программа повышения конкурентоспособности [Электронный ресурс]. Официальный сайт Томского политехнического университета. URL: <http://tpu.ru/today/programs/viu> (Дата обращения: 05.04.2014 г.).
2. Объявление о проведении открытого конкурса на предоставление государственной поддержки ведущим университетам Российской Федерации в целях повышения их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров [Электронный ресурс]. Официальный сайт Министерства образования и науки Российской Федерации. URL: <http://минобрнауки.рф/> (Дата обращения: 10.10.2014 г.).
3. Программы развития. Управление программой повышения конкурентоспособности [Электронный ресурс]. Официальный сайт Томского политехнического университета. URL: <http://tpu.ru/today/programs/viu/1/> (Дата обращения: 05.04.2014 г.).
4. Черкасов В.Д., Пахомов С.И. Молодежные творческие коллективы как основа научно-исследовательской, проектно-конструкторской и изобретательской работы студентов //Интеграция образования. – 2006. – №. 3. – С.69-72.

5. Иванова Г.М., Пасечник Е.Ю. Направления развития лучших традиций вуза по подготовке высококлассных творческих специалистов в современных условиях: достоинства и недостатки// Труды XVII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, 2013, С. 877-885.
6. Прияткина Н.Ю. Условия формирования инновационных компетенций студентов в вузе//Современные проблемы науки и образования. 2012. № 4. С. 260.
7. Окрепилов В.В. [Участие молодых ученых в инновационном процессе//Человек: образ и сущность](#). 2012. № 2012. С. 187-195.
8. Прокопенко С.А. [Качественная подготовка молодых ученых - основа конкурентоспособности университета//Университетское управление: практика и анализ](#). 2011. № 2. С. 71-78.
9. Подволоцкая Н.Н., Попова В.И. [Комплексный подход к подготовке молодых ученых в ИСЭРТ РАН//Человек: образ и сущность](#). 2012. № 2012. С. 215-226.
10. C. C., R.p. S. [China's new scientific elite: distinguished young scientists, the research environment and hopes for Chinese science//The China Quarterly](#). 2001. Т. 168. С. 960-984.
11. Bischofberger M., Guarnera E. [How today's scientific culture affects young scientists//BioEssays](#). 2010. Т. 32. № 5. С. 369-371.
12. Епихин А.В., Ковалев А.В., Минаев К.М. Опыт молодых ученых по привлечению студентов к научной и творческой деятельности// Труды XVII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, 2013, С. 874-877.
13. Эффективный контракт: вопросы и ответы// «За, кадры!». - №6.- 2014. свободный доступ: <http://za-kadry.tpu.ru/article/3406/7913.htm>).
14. Эффективный контракт: вопросы и ответы (часть II) // «За, кадры!». - №6.- 2014. (свободный доступ: <http://za-kadry.tpu.ru/article/3407/7931.htm>).

СОДЕРЖАНИЕ

Приветствие ректора ТПУ П.С. Чубика.....	3
<i>Секция 1. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН</i>	
Бондарчук И.Б. Классификация технологических операций скважинной гидродобычи при отработке продуктивных пластов.....	7
Брылин В.И. Скважинная печать с ориентатором.....	13
Брылин В.И. Устройства для повышения величины углубки за цикл при бурении трещиноватых и разрушенных пород комплексами ССК-59.....	21
Важов В.Ф., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Муратов В.М., Джеффрис Б. Возможность комбинированного электроимпульсно - механического способа бурения горных пород.....	31
Васенин С.С. К вопросу совершенствования техники горизонтально-направленного бурения скважин для бестраншейной прокладки коммуникаций.....	36
Загривный Э.А., Поддубный Д.А. Электротехнический комплекс на основе динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле.....	41
Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Разработка и определение параметров экспериментального стенда силового гидроимпульсного механизма.....	55
Ковалев А.В., Исаев Е.Д. Обоснование требований к конструкции шароструйно-эжекторного снаряда для бурения скважин в интервалах твердых и крепких горных пород.....	60
Исаев Е.Д., Ковалев А.В., Алиев Ф.Р. Экспериментальные исследования технологических параметров режима шароструйного бурения.....	68
Кузнецов И.В. Безударная гидромеханическая система формирования силовых импульсов.....	83
Строкова Л.А. Моделирование деформации поверхности при проходке городских туннелей.....	86
Чистяков В.К., Вишневский Н.А. Приближенное решение задачи о замерзании керна водонасыщенных пород.....	91

Шадрина А.В. Экспериментальные исследования эффективности разрушения гранита при различных параметрах ударной системы и геометрии породоразрушающего инструмента.....	99
Шубина Е.А., Брылин В.И., Лукьянов В.Г. Проектирование геологоразведочных работ с учётом многофункционального использования скважин с целью снижения природной газоносности угольных пластов.....	105

Секция 2. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Алейникова В.Н. Реологические свойства модифицированного углещелочного реагента.....	119
Баркалов Н.А. Обоснование применения калибрующего устройства с функцией предупреждения и ликвидации сальниковых образований.....	125
Безуглый А.В. Особенности устройства долот РДС для сооружения скважин на нефть и газ.....	129
Блинов П.А., Полякова Е.А. Особенности применения модифицированных глинопорошков для приготовления буровых растворов и их химическая обработка.....	142
Бубнов А.С., Бойко И.А., Барышев И.Н., Хорев В.С., Насибуллина Р.Н. Разработка высокопрочного тампонажного материала с низкой фильтрацией для высокопроницаемых пластов.	149
Бузанов К.В. Оптимизация технологии бурения интервалов под направления на Дулисьминском месторождении Иркутской области.	157
Васильев Н.И., Подоляк А.В., Дмитриев А.Н. Технология бурения дополнительных стволов скважин для отбора проб древнего антарктического льда	164
Евсеев В.Д. Природа различного проявления временной зависимости прочности неорганических диэлектриков.....	183
Епихин А.В. Концептуальная схема идеальной системы телеметрического сопровождения процесса бурения.....	198
Калдыбаев Н.А., Талиев Н.А. Технология забуривания боковых горизонтальных стволов в условиях нефтегазового месторождения Майлису IV-Восточный Избаскент.....	207
Лукьянов В.Г., Крец В.Г., Саруев Л.А. Нефтепромысловое	

оборудование (комплект каталогов).....	215
Лукьянов В.Г., Провоторов А.А., Крец В.Г., Саруев Л.А. Средства огнезащиты и пожарной безопасности. Стратегия обеспечения корпоративной безопасности на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.....	221
Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Исследование влияния свойств тампонажного раствора на качество цементирования горизонтальных скважин.....	226
Антропова Н.А., Крец В.Г., Лукьянов В.Г. Надежность технологических схем проведения горизонтальных горных выработок.....	237
Куликов П.С. Исследование усадки цементного камня облегченных тампонажных материалов с использованием облегчающих добавок.....	243
Леонтьев Д.С. Перспективы применения полимер-торфощелочного бурового раствора при бурении скважин в глинистых породах.....	250
Леушева Е.Л., Моренов В.А. Энергообеспечение производственных объектов в условиях севера при кустовом бурении скважин.....	261
Миловзоров Д.Г., Садрутдинов Р.Р. Об оценке работоспособности инклинометрических систем с трехкомпонентными феррозондами и акселерометрами.....	270
Митягина М.О. Вскрытие продуктивных пластов электрогидравлическими сверлящими перфораторами.....	276
Мишунина А.С. Биотестирование жидких отходов бурения нефтяных и газовых скважин.....	284
Пискунов А.И., Леушева Е.Л. Анализ причин появления заколонных перетоков.....	288
Пахарев А.В. Свойства универсального облегченного тампонажного раствора и цементного камня для скважин Томской области.....	296
Русинов Д.Ю. Исследование влияния минеральных добавок на прочностные характеристики тампонажного камня.....	302
Сагитов Р.Р., Минаев К.М. Оценка перспектив использования озерного сапропеля в качестве дисперсной фазы буровых	

растворов.....	314
Строкова Л.А., Ольховатенко В.Е., Леонова А.В. Опасные геологические процессы на территории г. Кемерово.....	320
Талиев Н.А., Калдыбаев Н.А., Абдрахманов Э., Маткалыков А. Методология выбора бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола скважины.....	323
Трефилова Т.В. О вопросах использования буровых растворов при бурении карбонатных коллекторов порово-трещинного типа....	331
Турицына М.В., Яковлев А.А., Петраков Д.Г. Моделирование стендовых исследований процесса вскрытия продуктивного горизонта газожидкостными смесями.....	336
Фазлыева Р.И., Хузин Б.А. Расчет основных характеристик поверхностей центраторов для бурения нефтяных скважин.....	342
Чухланцева Е.Р. Современные подходы к отбору и исследованию керна из слабоконсолидированных пород-коллекторов покурской свиты.....	351
Фахрутдинов Ш.Х. Совершенствование технологий качества выноса выбуренной породы за счет создания турбулентного режима.....	363
Шайхутдинова А.Ф. Особенности компоновки низа бурильной колонны при бурении залежей сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения РТ.....	366

Секция 3. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ В ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Апачиди К.Н., Верещагин О.Р. Исследование оседания земной поверхности с использованием радарных снимков со спутников COSMO-SKYMED в районе горных выработок.....	371
Лукиянов В.Г. Руководство по проектированию технологии скоростного проведения горизонтальных подземных выработок при разведке месторождений золота.....	376
Касенов А.К., Билецкий М.Т., Ратов Б.Т. Анализ причин осложнений при сооружении технологических скважин в сложных геологических условиях.....	383

Масловский А.Н. Совершенствование буровзрывных работ с прямыми врубами при проведении горизонтальных горно-разведочных выработок.....	399
Новосельцева М.В. Исследование системы формирования и передачи силового импульса для разрушения горной породы.....	405
Шмурыгин В.А., Лукьянов В.Г. Методика расчета продолжительности цикла специализированных звеньев при обслуживании горных работ комплексом самоходных машин.....	410

Секция 4. ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Бузанов К.В. Экономическая эффективность технологии ударно-вращательного бурения «с опережением» интервалов под направления на Дулисьминском месторождении Иркутской области.....	415
Матюгина Э.Г., Глызина Т.С. К вопросу организации учета экологического компонента при сооружении скважин.....	421
Сизов А.В., Третьяков К.Н. Предмет договора супервайзинга.....	426
Kalacheva N. I., Semyonova T.M. Successful conducting of the real estate cadaster on the basis of experience of the Netherlands.....	434

Круглый стол. ПОДГОТОВКА ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ И НАУЧНЫХ КАДРОВ В ОБЛАСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН. ПРОБЛЕМЫ, РЕШЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ.

Безуглый А.В. Супервайзинг в бурении: кнут и пряник.....	441
Епихин А.В., Ковалев А.В., Минаев К.М., Морев А.А. Подходы к реализации дисциплины «Творческий проект» на кафедре бурения скважин.....	444
Епихин А.В., Ковалев А.В., Минаев К.М., Морев А.А. Проблемы и перспективы привлечения студентов и магистрантов к научно-исследовательской деятельности на кафедре бурения скважин.....	456

Научное издание

«Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин»
Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции с
Международным участием,
посвященной 60-летию кафедры бурения скважин


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати ____ 2014. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru