ISSN 2072-7232

# Инженер-нефтяник

Nº 3'2014

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



H

11



Интегрированный буровой сервис

CHI I

# G R O U P

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









## СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

 обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;

- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 125 тонн;

 наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;

 квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
 вахтовый и специализированный транспорт

## ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

 разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;

 инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежных компаний с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
 отбор кондиционного керна в любых по физико-

механическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными устройствами и бурильными головками;

 прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;

 технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

### ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
установка и ориентирование клина-отклонителя;
собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

## ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;

 разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;

 технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;

- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;

 консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

# Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ №3 2014г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

#### СОДЕРЖАНИЕ

CONTE	NIS

Анализ процесса разрушения анизотропной горной породы шарошечными долотами. Нескоромных В.В.	5	<b>Destruction process analysis for</b> <b>anizotropic rock: roller-cone rock bits.</b> Neskoromnyih V.V.
Съёмный алмазный породоразрушаюший инструмент для бурения с отбором керна нефтегазовых скважин. Онишин В.П., Спирин В.И., Будюков Ю.Е.	12	<b>Retrievable diamond tool</b> <b>for oil and gas core drilling.</b> Onishchin V.P., Spirin V.I., Budyukov Yu.E.
Алмазная буровая коронка с увеличенным ресурсом. Лачинян Л.А., Лачинян Н.Л.	17	<b>Diamond drill bit: extended life.</b> Lachinyan L.A., Lachinyan N.L.
Возможность использования динамических составляющих параметров крутяшего момента для управления процессом углубления скважины. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б.	20	Availability torque dynamics to control drilling process. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B.
Методы управления процессом углубления скважины. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б.	23	<b>Method ofwell drilling control.</b> Bykov I. Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B.
Способ измерения крутяшего момента ротора буровой установки с использованием вариационной структуры. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б.	27	Method to measure power drive torque for rotary table with the use of variation pattern. Bykov I. Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B.
Экспериментальная проверка основных теоретических положений динамики бурильной колонны. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б.	30	<b>Experimental validation of</b> drill string dynamic theory. Bykov I. Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B.
<b>Результаты исследований моюших свойств утяжеленных буферных жидкостей.</b> Николаев Н.И., Табатабаи Моради Сейед Шахаб	33	Heavy spacer detergency: research results obtained. Nikolaev N.I., Tabatabai Moradi Sejed Shahab
Методика оценки влияния пластовых вод на усталостную прочность насосно- компрессорных труб. Быков И.Ю., Юшин Е.С.	36	<b>Tubing fatigue strength: estimation</b> <b>procedure for reservoir water effect.</b> Bykov I.Yu., Yushin E.S.
Разработка ингибитора коррозии скважинного оборудования, работаюшего в высокотемпературных условиях. Стручков И.А., Рогачев М.К., Нелькенбаум С.Я.	43	<b>Corrosion inhibitor formulation for downhole</b> equipment under high temperatures. Struchkov I.A., Rogachev M.K., Nel'kenbaum S.Ya.
Необходимость использования высокоразрешаюшей сейсморазведки на территории Самарской области. Малыхин М.Д., Зиганшин Э.И.	46	<b>Necessity of of applying high-resolution</b> <b>seismology in the territory of Samara region.</b> Malyhin M.D., Ziganshin Eh.I.
Аабораторная оценка эффективности использования водорастворимых полимеров для извлечения нефти в условиях месторождений юго-западной Якутии. Портнягин А.С., Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Шилова Ю.Э.	50	South-west Yakutia: laboratory estimation of water soluble polymers efficiency for oil recovery. Portnyagin A.S., Fedorova A.F., Shic E.Yu., Shilova Yu.Eh.

Аннотации статей

55

Abstracts of articles

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

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

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор

**Литвиненко Владимир Стефанович -** д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

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

Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета

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

Бастриков Сергей Николаевич — д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научноисследовательский институт нефтяной промышленности»

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

Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"

Герасименко Александр Петрович – управляющий директор 000 «Ай Ди Эс Дриллинг»

Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина Потапов Александр Григорьевич - д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»

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

#### Редакционная коллегия:

Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета) Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Фортунатова Наталья Константиновна - д.г-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

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

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10 Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12 Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836 Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842 Типография "ПринтФормула" Тираж 1050 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна. Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

# Анализ процесса разрушения анизотропной горной породы шарошечными долотами

В.В. Нескоромных – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой (Сибирский федеральный университет, Красноярск)

Процесс разрушения анизотропных горных пород при бурении сопровождается искривлением ствола скважин, разрушением керна, снижением производительности бурения. Механизм искривления ствола скважин, благодаря исследованиям отечественных и зарубежных специалистов, определился как комплекс причин, задающих неравномерное разрушение забоя и стенок скважины.

В то же время существуют определённые особенности механизма разрушения горных пород различными типами долот, что может существенно повлиять на процесс искривления скважин в анизотропных горных породах.

Бредли В. провел экспериментальные работы по определению боковой силы  $F_d$ , воздействующей на буро-



Рис. 1. Экспериментальные зависимости отклоняюшей силы  $F_d$  от угла падения слоёв горной породы для клиновидного индентора: 1 – с углом приострения 60°; 2 – с углом приострения 30°. вой инструмент при разрушении анизотропной горной породы [1].

На рис. 1 воспроизведен график зависимости  $F_d = f(\theta_n)$  из работы [1]. Графики получены для клиновидных шарошечного долота резцов C приострения 60° и 30° vглами (кривые 1 и 2 соответственно) при их внедрении в породу на глубину 3,8 мм. Верхняя часть графиков дает значения силы  $F_d$ , действующей в направлении отклонения ствола скважины В крест простирания (положительные значения), нижняя вниз по падению слоев горной породы (отрицательные значения). Можно отметить, что в соответствии с условиями эксперимента, осевые усилия нагружения инденторов были различны, отличались и размеры полей упруго-пластической деформации породы под инденторами с различными углами приострения.

Результаты исследований В. Бредли позволяют сделать вывод о том, что степень напряженного состояния горной породы при разрушении, а также размер области упруго-пластического деформирования породы задают значение дестабилизирующей силы, действующей на инструмент. Так, для резца с углом приострения 60° величина боковой силы  $F_d$  оказалась выше, чем для резца с меньшим углом приострения.

Результаты экспериментальных исследований [2, 3, 4] отклоняющей силы, возникающей при взаимодействии трёхшарошечного долота с анизотропной горной породой установили некоторые особенности процесса, характерные для данного типа бурового инструмента. Измерения усилия сопротивления разрушению породы на каждой ша-

рошке показали, что если при бурении изотропной породы сисопротивлений ЛЫ на каждой шарошке равны между собой, а их результирующая равна нулю в любой момент времени углубления скважины, бурении то при анизотропной породы это соотношение сил сопротивления не выполняется. При этом результирующая сила не равна нулю выполняет роль отклоняющего И усилия, смещающего долото 0T первоначальной траектории поступательного движения с каждым новым оборотом долота вокруг оси вращения. Меняется и кинематическая характеристика работы долота, например, увеличивается эффект проскальзывания шарошек по забою.

Указанные выше стендовые исследования установили повышение отклоняющей силы по мере увеличения диаметра долота, а максимум этой силы получен при угле встречи слоев породы и оси инструмента около 70°. При повышении числа, а также размеров породоразрушающих вставок на шарошках долота величина отклоняющей силы также увеличивается, что согласуется с данными из работы [1]. При работе шарошечного долота наблюдаются также колебания величины отклоняющей силы, частота которых связана с числом шарошек долота.

Учитывая результаты экспериментальных работ, рассмотрим теорию разрушения анизотропных горных пород с учетом особенностей конструкции и механизма работы шарошечных долот.

Основные особенности механизма разрушения анизотропных горных пород определены их неравнопрочностью в различных направлениях [5]. Как правило, анизотропные горные породы – слоистые, сланцеватые или обладающие флюидальностью имеют более высокие значения упругости и твёрдости в направлении сформировавшихся слоев горной породы, т.е. для основной части анизотропных горных пород справедливо следующее соотношение:

$$E \parallel / E^{\perp} = K > 1,$$

где *Е* ||, *Е*<sup>⊥</sup> – модули упругости горной породы вдоль и перпендикулярно слоям, сланцеватости или флю-идальности, соответственно, Па.

Для анизотропных горных пород в основном выполняется следующее соотношение деформационных характеристик в соответствии с законом Р. Гука [6]:

$$\xi \perp = \sigma / E \perp > \xi \parallel = \sigma / E \parallel, \quad (1)$$

где ξ∥ и ξ⊥ – относительная деформация породы вдоль и перпендикулярно слоям, соответственно; σ – напряжения в ядре сжатия породы, приводящие к её разрушению

(образованию лунки разрушения), Па.

Поскольку модуль упругости анизотропной породы вдоль слоистости или сланцеватости, как правило, значительно превышает модуль упругости породы в перпендикулярном направлении, то для получения напряжения равного о, анизотропная порода должна получить различную деформацию в различных направлениях относительно перпендикулярно слоистости или сланцеватости.

Таким образом, ядро сжатия для анизотропной породы может формироваться в виде эллипсоида, в отличие от случая, когда порода изотропна и ядро сжатия соответствует симметричной поверхности в виде шара [5]. При этом форма ядра будет более вытянута в направлении, перпендикулярном слоистости или сланцеватости, и сжата в направлении Подобная форма слоев. ядра сжатия приводит к формированию лунки асимметричной формы. Как следствие, подобная неравномерность деформации и разрушения породы приводит в первую очередь к искривлению ствола скважины при бурении.

На рис. 2 представлена схема для анализа процесса деформирования и разрушения анизотропной породы шаровым индентором, который моделирует воздействие на породу при бурении шарообразных резцов и породоразрушающих элементов, например, шарошечных долот с вооружением типа К или ОК (для бурения твёрдых и очень твёрдых горных пород).

Область сжатия породы под индентором будет отличаться от симметричной шарообразной (линия 1) и получит вытянутость в направлении, перпендикулярно слоям формирования породы (линия 2).



$$P_{//}^{\scriptscriptstyle B} = P \cos^2 \gamma (1 - t g \phi^{//})$$
, (2)

$$P^{\rm B}_{\perp} = P \sin^2 \gamma (1 - \mathrm{tg} \varphi^{\perp}) \qquad (3)$$

и горизонтальные составляющие:

$$P_{\prime\prime}^{r} = P \sin\gamma \cos\gamma \left(1 - tg\phi^{\prime\prime}\right) , (4)$$
$$P_{\perp}^{r} = P \sin\gamma \cos\gamma \left(1 - tg\phi^{\perp}\right) (5)$$

где γ – угол между направлением приложения усилия *P* и плоскостями слоев, градус;

φ<sup>//</sup>, φ<sup>⊥</sup> – углы внутреннего трения соответственно в направлении и перпендикулярно слоям породы, градус.

Из формул (2–4) следует, что при вдавливании индентора в анизотропную породу в процессе её упругого деформирования на его торец оказывает действие неуравновешенные реакции породы. Действие вертикальных реакций, точки приложения которых находятся на расстоянии a и c от оси индентора, можно привести к действию опрокидывающего момента  $M_{\rm on}$ :

$$M_{\rm out} = P^{\rm B}_{//} a - P^{\rm B}_{\perp} c$$
 . (6)

В соответствии с решением из работы [6] формула для расчета Моп для плоского цилиндрического индентора имеет следующий вид:

$$M_{on} = Pr[\cos^2 \sin\gamma \sqrt{\frac{1}{K}(1 - tg\phi'') - \sin^2\gamma \cos\gamma \sqrt{K}(1 - tg\phi^{\perp})}] , (7)$$

где *P* – осевое усилие на внедряемый в породу индентор, H; *r* – радиус торца цилиндрического индентора, м;

К – коэффициент анизотропии горной породы, определяемый по соотношению модулей упругости вдоль слоев и перпендикулярно слоям горной породы.

В отличие от плоского цилиндрического индентора глубина возникновения максимальных касательных напряжений под шаровым индентором будет равна 0,5р (рис. 2), что определяет



Рис. 2. Схема для анализа процесса деформирования и разрушения анизотропной горной породы шаровым индентором.

размер ядра сжатия породы и глубину формируемой лунки разрушения.

Определим  $M_{\rm on}$  относительно центра ядра сжатия породы согласно уравнению (6).

Из схемы, приведенной на рис. 2, следует, что радиус ядра сжатия породы равен 
$$r_{\rm c}=rac{
ho}{\sin\lambda}$$
, а расстояния  $c$ 

и *a* равны  $r_{\rm c} \cos \gamma$  и  $r_{\rm c} \sin \gamma$  соответственно.

Угол  $\lambda$  к моменту пластического деформирования породы, а именно, когда глубина максимальных касательных напряжений под индентором соответствует значению 0,5р, равен 51–53°. С учетом этого  $r_{\rm c}$  = 1,25р, а  $M_{\rm om}$  для индентора в форме шара, внедряющегося в анизотропную породу, определится из зависимости:

$$M_{\rm off} = 1,25 \cdot P \cdot \rho \cdot F(\gamma), \tag{8}$$

где  $F(\gamma)$  – функция главного вектора  $M_{\rm on}$  от угла встречи  $\gamma$ , равная выражению в квадратных скобках из формулы (7).

Зависимость  $\rho$  от глубины  $h_{\rm III}$  внедрения индентора в породу можно определить из формулы:

$$\rho = \sqrt{dh_{\rm m} + h_{\rm m}^2} \,, \tag{9}$$

где *d* – диаметр сферического торца внедряемого в породу индентора, м.

Отмеченные особенности механизма разрушения анизотропных горных пород приводят к перекосу внедряемых в породу инденторов – резцов бурового инструмента, самого бурового инструмента, повышению объёма разрушаемой породы и соответственно повышенному износу инструмента, снижению выхода керна, естественному искривлению ствола скважин.

Полагая, что шаровой индентор вполне точно моделирует процесс упруго-пластического деформирования породы отдельными резцами бурового инструмента, может быть получена зависимость для расчета опрокидывающего момента, воздействующего на торец долота оснащенного шарообразными породоразрушающими вставками:

$$M_{\rm on} = 1,25P_{\rm oc} \cdot F(\gamma) \cdot \sqrt{dh_{\rm m} + h_{\rm m}^2}$$
, (10)

где  $P_{\rm oc}$  – осевая нагрузка на буровой инструмент, кH;

$$h_{\rm m} = \frac{d}{2} - \sqrt{\frac{d^2}{4} - \frac{P_{\rm oc}}{\pi N p_{\rm m} (1 + \mathrm{tg}\,\phi\,\,)}}$$
 – глубина внедрения шаро-

образной породоразрушающей вставки в горную породу, м; *d* – диаметр породоразрушающей вставки, м;

*p*<sub>ш</sub> – твердость анизотропной горной породы, измеренная
 в направлении приложения осевой силы *P*, Па;

N – количество породоразрушающих вставок бурового инструмента, одномоментно опирающихся на забой;

 φ – угол внутреннего трения в слоях породы при деформировании, измеренный в направлении приложения осевой силы *P*, градус.

С целью получения формулы для расчета опрокидывающего момента, воздействующего на клиновидный индентор, по форме соответствующего форме вставок, которыми оснащаются шарошечные долота типа М, С (для бурения мягких горных пород и горных пород средней твердости), рассмотрим процесс его вдавливания в породу (рис. 3). Ядро сжатия породы формируется

на боковых поверхностях индентора. По аналогии с решением при получении формулы для расчета  $M_{\rm orr}$ , воздействующего на сферический индентор, формула расчета  $M_{\rm orr}$  для клиновидного индентора будет выглядеть следующим образом:

$$M_{\rm on} = P \cdot a \cdot F(\gamma) = P \cdot h_{\kappa} \cdot tg\psi \cdot F(\gamma), \quad (11)$$

где Р – осевая нагрузка на индентор, кН;

а – ширина площадки смятия под индентором, м;

ψ – половина угла приострения индентора, градус;

 $h_{\kappa}$  – глубина внедрения индентора в породу, м.

В работе [7] определена глубина внедрения клиновидного индентора в породу, которую можно использовать при расчете значения  $M_{\rm on}$ :

$$h_{\rm k} = \frac{P}{2p_{\rm m} ltg\psi(\mu\cos\psi + \sin\psi)(l + tg\phi)},$$
 (12)

где  $p_{\rm III}$  – твердость анизотропной горной породы, измеренная в направлении приложения осевой силы P, Па; l – ширина индентора, м;

φ – угол внутреннего трения в слоях породы при деформировании, измеренный в направлении приложения осевой силы *P*, градус;

μ – коэффициент трения индентора о породу, измеренный в направлении приложения осевой силы *P*.

Анализ полученных зависимостей (11) и (12) и сравнение данных эксперимента, опубликованных в работе [1] показывает, что значение  $M_{\rm orr}$  для индентора с углом приострения 60° оказался больше в 1,5–2,4 раза, в сравнении с индентором, у которого угол приострения 30°. Это при условии равенства глубины внедрения инденторов в породу, поскольку потребовалось более значительное осевое усилие на индентор для достижения глубины внедрения 3,8 мм и при этом площадка смятия горной породы была существенно больше по размеру. При этом следует полагать, что природа появления усилия  $F_d$  и  $M_{\rm orr}$  одна и та же, а именно вызвана анизотропией физико-механических свойств горной породы.

Для случая, когда индентор имеет форму равносторонней трапеции (соответствует форме породоразрушающих вставок шарошечных долот для бурения горных пород



Рис. З. Схема для определения глубины внедрения в горную породу клиновидного индентора.

средней твердости и твердых) с плоской площадкой (например, притупления) шириной b, площадка смятия горной породы будет складываться из площадки, равной плоской части торца индентора, равной  $b \cdot l$ , и двух боковых площадок, смятие которых производится наклонными поверхностями индентора (рис. 4).

Формула для расчета  $M_{\rm on}$ , воздействующего на индентор в форме равносторонней трапеции будет выглядеть следующим образом:

$$M_{\rm on} = P \cdot (a+0.5b) \cdot F(\gamma) = P \cdot (0.5b+h_{\rm r} \cdot \mathrm{tg}\psi) \cdot F(\gamma), \quad (13)$$

где Р – осевая нагрузка на индентор, кН;

*а* – площадка смятия формируемая боковой наклонной поверхностью индентора (рис. 4), м;

b — ширина площадки притупления индентора (рис. 4), м;  $\psi$  — угол наклона боковой поверхности индентора, градус;

*h*<sub>т</sub> – глубина внедрения индентора в породу, м.

В работе [7] определена глубина внедрения индентора в форме равносторонней трапеции в породу  $h_{\rm T}$ , которую можно использовать при расчете значения  $M_{\rm on}$ 

$$h_{\rm T} = \frac{P - b \cdot l \cdot p_{\rm m} \cdot (\mathbf{l} + tg\phi)}{2 \cdot p_{\rm m} \cdot l \cdot tg\psi \cdot (\mu \cdot \cos\psi + \sin\psi) \cdot (\mathbf{l} + tg\phi)} \cdot (14)$$

В формуле (14) обозначения аналогичны таковым в формулах (12) и (13).

Сравнительный анализ формул (11) и (13) позволяет сделать вывод о повышении величины  $M_{\rm on}$  при увеличении площадки притупления породоразрушающей вставки, а значит о более вероятном повышении искривления скважины при бурении изношенным буровым инструментом. Это будет связано как с необходимостью повышения осевой нагрузки на буровой инструмент, так и с повышением величины  $M_{\rm on}$ .

При решении уравнений (10, 11, 12, 13, 14) твёрдость горной породы и коэффициент внутреннего трения рассчитываются в направлении приложения осевого усилия с учетом угла встречи оси инструмента и слоистости или сланцеватости горной породы. На основании решения уравнения эллипса можно рассчитать значения искомых параметров в направлении приложения осевой силы *P*, если известно значение параметра *A*<sup>//</sup>, аналогичное искомому, но в направлении слоев породы по формуле:

$$A = \frac{A^{\prime\prime}}{\cos\gamma\sqrt{1 + K^2 \text{tg}^2 \gamma}} \quad , \tag{15}$$

где A''' – значение искомого параметра, например, твёрдости в направлении слоев породы;

К – коэффициент анизотропии горной породы, определяемый по соотношению модулей упругости вдоль слоев и перпендикулярно слоям горной породы.

Для решения по формуле (15) следует в неё подставить значения  $\gamma$ , K и соответствующего расчёту значения параметра A'' в направлении слоев, например, значение твёрдости породы в направлении слоев. В результате можно рассчитать значение твёрдости породы в направлении приложения усилия P. Аналогично можно определить значения коэффициентов внутреннего и внешнего трения и иных параметров физико-механических свойств горной породы.

Основными силовыми факторами, определяющими кривизну и направленность скважин в анизотропных



Рис. 4. Схема для определения глубины внедрения в горную породу клиновидного с плошадкой притупления индентора.

породах, являются опрокидывающий момент  $M_{\rm on}$  и отклоняющее усилие  $\Delta T$ , возникающее при перекосе бурового инструмента. Данные силовые факторы обусловлены самой природой анизотропных горных пород и их полное устранение при механическом разрушении таких пород невозможно. Однако возможна, в определенной степени, нейтрализация этих силовых факторов, а именно уменьшение их дестабилизирующего действия на буровую компоновку, которое проявляется в повышении деформации компоновки, перекосе бурового инструмента, фрезеровании ствола скважины в одном преимущественном направлении.

Рассмотрим взаимодействие с анизотропной породой двухшарошечного долота в тот момент, когда ось вращения шарошек располагается вдоль линии простирания слоистости горной породы (рис. 5, а). При внедрении зубцов долота в породу на каждый из них передается единичный опрокидывающий момент, которые, суммируясь, воздействуют на шарошку. Однако суммарный момент  $M_{on}^{c}$ , как результат геометрического суммирования единичных моментов, на корпус долота и компоновку передается не полностью, так как



Рис. 5. Схема взаимодействия долота с анизотропной горной породой.

шарошка установлена в долоте с возможностью вращения, а  $M_{on}^{c}$  действует в плоскости вращения шарошек. При угле  $\beta_{m}$  наклона оси вращения шарошек менее 90° момент, передаваемый на компоновку, будет равен

$$M_{\rm out}^{\kappa} = \cos\beta_{\rm ut} M_{\rm out}^{\rm c} . \tag{16}$$

Если оси вращения шарошек горизонтальны, то  $M_{\rm on}^{\rm c}$  в положении долота, при котором оси вращения шарошек направлены вдоль слоистости или сланцеватости, равен нулю, а, значит, опрокидывающий момент на компоновку через долото не передается.

Таким образом, понятно, что при определенном положении шарошки долота, когда ось её вращения параллельна слоям породы на забое скважины, опрокидывающий момент  $M_{on}^{\kappa}$  на долото через шарошку практически не передается, а значит, не будет наблюдаться повышение изгиба компоновки и перекос долота на забое.

При повороте долота на забое на четверть оборота вокруг продольной оси долота из положения соответствующего его положению на схеме рис. 5, а,  $M_{on}^{\kappa} = M_{on}^{c}$  независимо от угла наклона осей вращения шарошек, так как в этом случае направление действия опрокидывающего момента совпадает с направлением вращения шарошек.

Отмеченные особенности передачи опрокидывающего момента на шарошечные долота с различным числом шарошек представлены в виде графиков на рис. 6 (величина  $M_{\rm on}$  для всех инструментов дана в условном измерении). Из представленных графиков следует, что величина опрокидывающего момента за один оборот вращения шарошечных долот на забое изменяется, имея периодически максимальные и минимальные значения, а число максимальных и минимальных значений зависит от конструкции долот, а именно от количества шарошек долота. В то же время для долот режуще-скалывающего типа без шарошек (алмазные долота, долота с резцами PDC) величина  $M_{\rm on}$  за оборот вращения остается неизменной (линия 1).

Таким образом, можно добиться некоторого повышения устойчивости буровых компоновок, если использовать выявленную характеристику  $M_{\rm on}$  при различной

ориентации долота относительно слоистости или сланцеватости породы. В данном случае возможна ориентированная установка долота относительно с профильным поперечным сечением компоновки (эллиптическое и др.), обладающей неравной жесткостью изгиб относительно различных главных на осей поперечного сечения. При этом если оси вращения шарошек двухшарошечного долота совмещаются с осью поперечного сечения компоновки, вдоль которой имеется максимальная жесткость, то удастся нейтрализовать действие  $M_{\rm orr}$  на компоновку со стороны забоя и повысить устойчивость бурового снаряда. Данное техническое решение представлено в а.с. № 1231199 «Устройство для бурения скважин».

Анализ, выполненный на примере шарошечного долота, может иметь более широкое назначение и отрывает направление разработки породоразрушающих инструментов для бурения анизотропных пород. Данное направление характеризуется динамизацией связей породоразрушающих элементов с самим буровым инструментом.

Подобный инструмент может разрабатываться на основе теоретических положений сформулированных выше, что позволит обеспечить некоторую нейтрализацию дестабилизирующих силовых факторов, возникающих при разрушении пород с анизотропией физикомеханических свойств. Например, в соответствии с законом изменения величины опрокидывающего момента предложена конструкции долота и коронки, способные нейтрализовать действие дестабилизирующий работу инструмента силовых факторов (патент РФ № 2246603), конструкция буровой коронки (патент РФ № 2167261).

Важной особенностью механизма разрушения горной породы шарошечным долотом является его двойственность – процесс раздавливания породы под действием осевого усилия *P* и дробление-скалывание породы усилием *Q* при перекатывании шарошки (рис. 7).

Осевая составляющая *P* разрушающих усилий обеспечит при угле  $\gamma$  встречи оси бурового инструмента со слоями горной породы появление опрокидывающего момента, значение которого можно определить





аолото режуше-скалывающего типа с круглым торцом;

- 2 двухшарошечное долото;
- 3 трехшарошечное долото;
- 4 четырехшарошечное долото.



Рис. 7. Схема взаимодействия шарошечного долота с анизотропной горной породой при угле встречи:

 а – положение шарошки на забое в момент совпадения направления приложения удара с направлением слоистости;

 б – положение шарошки на забое в момент, когда направление приложения удара ориентировано поперек слоистости. по формулам (8, 10, 11, 13) в зависимости от вида вооружения шарошек долота – сферические, конусные или трапецеидальные породоразрушающие вставки. Расчет по одной из приведенных формул позволяет получить график изменения  $M_{\rm on}$  в зависимости от угла встречи долота со слоями горной породы. Такая зависимость представлена на рис. 8 (позиция 1). Как следует из данной зависимости, наблюдается два максимальных значения  $M_{
m on}$ : первый при малых значениях угла  $\gamma$ встречи (меньших критического значения угла встречи точка О на графике) – в этом случае опрокидывающий момент ориентирует инструмент в направлении падения слоев породы; второй при больших значениях угла встречи γ (больше критического значения угла встречи) - в этом случае опрокидывающий момент ориентирует инструмент поперек простирания слоев породы.

Следует отметить, что график, полученный на основании аналитического решения, вполне совпадает с кривой полученной экспериментально [1].

При этом важно отметить, что за один оборот долота каждая из шарошек может воздействовать на породу в момент, при котором направление приложения ударной нагрузки *Q* совпадает с направлением падения слоев (рис. 7, а), а через половину оборота долота для каждой шарошки наступает ситуация при которой направление приложения ударной нагрузки будет ориентировано поперек слоев породы (рис. 7, б). Именно эта особенность и задает дополнительную неравномерность разрушения анизотропной породы при работе шарошечного долота, так как твёрдость и упругость породы максимальны в направлении слоев и минимальны поперек слоям породы.

При разрушении анизотропной горной породы возможны два экстремальных с точки зрения неравномерности разрушения породы случая:

1) направление приложения усилия Q в момент нанесения удара породоразрушающей вставкой совпадает с направлением ориентировки слоев породы, что возможно при  $\gamma = 0.5 \varphi$ ;

2) направление приложения усилия Q в момент нанесения удара перпендикулярно слоям породы, что возможно при угле встречи со слоями породы  $\gamma = (90 - 0.5\varphi)$ .

В первом случае породоразрушающее действие вдоль приложения усилия Q будет испытывать максимальное сопротивлению дроблению-скалыванию, так как анизотропная горная породы обладает максимальными твёрдостью и упругостью именно в этом направлении. Такой вариант процесса разрушения возможен, если угол  $\gamma$  встречи бурового инструмента со слоями горной породы будет равен значению 0,5 $\phi$ , где  $\phi$  – угол между осями породоразрушающих вставок в венце шарошки (рис. 7). Таким образом, при  $\gamma = 0,5\phi$  в одной части забоя инструмент будет испытывать максимальное сопротивление разрушению, а в диаметрально противоположной точке забоя близкое к минимальному. При этом на величину разности сопротивления разрушению будет влиять схема расстановки породоразрушающих вставок, а именно угол  $\phi$ .

Во втором случае породоразрушающее действие вдоль приложения усилия Q будет испытывать минимальное сопротивлению дроблению-скалыванию, так как анизотропная горная породы обладает минимальными значениями твёрдости и упругости в направлении перпендикулярно слоям породы. Такой вариант процесса разрушения возможен, если  $\gamma = (90 - 0.5\phi)$ . В этом случае угол приложения удара породоразрушающей вставкой

 $M_{on}$ 



Рис. 8. Зависимость  $M_{\rm on}$  от угла встречи со слоями горной породы:

1 – график отражает влияние только осевой силы на долото;

2 – график отражает влияние усилия дробленияскалывания породы.

во второй позиции шарошки на забое (рис. 7, б) будет равен 0,5ф.

Например, если угол  $\varphi = 20^\circ$ , а твёрдость горной породы вдоль слоев 1500 МПа, перпендикулярно слоям 1000 МПа, (коэффициент анизотропии горной породы по твердости равен 1,5), то в первом случае при угле  $\gamma = 10^\circ$  встречи бурового инструмента с напластованием породы максимальная твёрдость породы при приложении усилия Q вдоль слоев составит 1500 МПа, а в противоположной точке забоя при приложении усилия Q под углом 80° к слоям твёрдость породы будет равна 1009 МПа.

В результате такого различия в твёрдости в диаметрально противоположных точках забоя будет существенно отличаться и глубина внедрения породоразрушающих вставок шарошек долота, что приведет к росту опрокидывающего момента, деформации компоновки и повышенному искривлению скважины.

Во втором случае, когда усилие Q ориентировано поперек слоев породы, при выше использованных условиях расчета, минимальное значение твердости породы составит 1000 МПа (при нанесении удара под прямым углом к слоям породы), а максимальное значение твердости породы 1479 МПа (угол нанесения удара относительно слоев породы равен 10°).

На рис. 8 (позиция 2) приведен график изменения опрокидывающего момента с учётом составляющей разрушения горной породы дроблением-скалыванием под действием усилия *Q*. Данный график показывает, что области влияния максимальных значений опрокидывающего момента, возникающего при разрушении анизотропных горных пород, расширяются и смещаются в сторону меньших значений угла встречи в первом случае (при малых значениях угла встречи в первом случае (при малых значениях угла встречи – меньше критической величины, т. е. такой, при которой происходит изменение направление действия опрокидывающего момента – точка О на рис. 8) и в сторону больших значений угла встречи – во втором случае (при значениях угла встречи больше критической величины). Величина смещения максимальных значений опрокидывающего момента, полученных при осевом приложении усилия P и при косом ударе с усилием Q, ориентировочно может оцениваться как  $0,5\varphi$ . Отмеченная особенность механизма разрушения анизотропных горных пород шарошечными долотами сказывается на результатах искривления скважин в анизотропных породах, определяя большее влияние анизотропии горных пород на направление скважин, буримых в анизотропных породах.

#### Выводы

1. Одним из основных силовых факторов вызывающего искривление скважин при разрушении анизотропных горных пород является появление опрокидывающего момента, вызванного неравенством упругих и прочностных свойств горных пород. Величина этого момента задается соотношением величиной осевого усилия, размером и формой породоразрушающих элементов, а также параметрами анизотропии физико-механических свойств горной породы и углом встречи бурового инструмента со слоями горной породы.

2. Величина опрокидывающего момента при разрушении анизотропной горной породы шарошечным долотом изменяется за один оборот вращения долота на забое, при этом число максимальных и минимальных значений, а также их амплитуда колебаний зависит от числа шарошек долота и угла наклона осей вращения шарошек по отношению к забою скважины. Отмеченная особенность колебаний величины опрокидывающего момента может использоваться при проектировании компоновок бурильной колонны с целью минимизации влияния опрокидывающего момента на искривление скважин, буримых в анизотропных горных породах.

3. Процесс искривления скважин в анизотропных породах при бурении шарошечными долотами определяется механизмом разрушения горных пород и его особенностями, к которым следует отнести двойственный характер породоразрушающего действия — раздавливание породы осевой силой и дробление-скалывание породы косым ударом, который наносится под углом к забою, а также с некоторыми конструктивными особенностями вооружения долот.

4. К особенностям вооружения шарошечных долот, влияющих на процесс разрушения анизотропной горной породы и появления опрокидывающего момента, можно отнести форму и размеры породоразрушающих вставок, угол их приострения, а также схему установки породоразрушающих вставок в венцах шарошек долота.

5. Выявленные особенности механизма разрушения анизотропной горной породы шарошечными долотами, а также полученные аналитические зависимости расчета величины опрокидывающего момента могут использоваться при проектировании технических средств, например, компоновок бурильной колонны и технологий бурения скважин в анизотропных горных породах.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Bredley William B. Formation characteristics have a key effect on hole direction «Oil and gas J», 1975, V.73, № 31, p. 77–80.

2. Гержберг Ю.М., Середа Н.Г. Об исследовании вектора нагрузки на забой в условиях разбуривания анизотропных горных пород. - В кн.: Технология бурения нефтяных и газовых скважин».- Уфа: 1984. - с. 63-67.

3. Жеребкин А.И. Экспериментальный метод определения отклоняющей силы, возникающей при взаимодействии долота с наклонно-залегающей анизотропной породой. // Изв. Вузов. Нефть и газ». М.: 1978. - № 1.- с. 13-17.

4. Жеребкин А.И., Гержберг Ю.М. и др. Экспериментальное исследование отклоняющей силы, возникающей при разбуривании наклоннозалегающих пород долотами различных типов. – В кн.: «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Уфа: УНИ, 1971. - вып. 10. – с. 89-92. 5. Нескоромных В.В. Направленное бурение и

основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.

6. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. – М.: Недра, 1984. – 359 с.

7. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2014. – 328 с.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Bredley William B. Formation characteristics have a key effect on hole direction «Oil and gas J», 1975, V. 73, № 31, p. 77–80.

2. Gerzhberg Yu.M., Sereda N.G. About bottom load vector analysis under conditions of for anizotropic rock drilling. Libro: Drilling technology of oil and gas wells.

 Zherebkin A.I. Experimental method to determine deflecting force when bit interacts anisotropic rock formation. Izv. Vuzov Oil & das. M.: 1978. - no 1. - p. 13-17.
 Zherebkin A.I., Gerzhberg Yu.M. Experimental

4. Zherebkin A.I., Gerzhberg Yu.M. Experimental method to determine deflecting force when bit interacts anisotropic rock formation - M Libro: Drilling technology of oil and gas wells. Ufa: UNI, 1971. - no. 10. - p. 89-92.

5. Neskoromnyih V.V. Directional drilling and oriented coring basics – Krasnoyarsk: SFU publishers 2012. – p. 328.

6. Rzhevskij V.V., Novik G.Ya. Fundamentals of petrophysics. M.: Nedra, 1984. – p. 359.

7. Neskoromnyih V.V. Drilling: rock disintegration. – Krasnoyarsk: SFU publishers 2014. – p. 328. VAK 621.921.34-2.622.24.05

# Съёмный алмазный породоразрушаюший инструмент для бурения с отбором керна нефтегазовых скважин

В.П. Онишин - доктор техн. наук (Национальный минерально-сырьевой университет «Горный») В.И. Спирин - доктор техн. наук; Ю.Е. Будюков - доктор техн. наук (ОАО «Тульское научно-исследовательское геологическое предприятие»)

При бурении скважин на нефть и газ на забое скважин встречаются различные по твёрдости и абразивности горные породы. Для повышения эффективности их разрушения и выноса разрушенной породы из скважины целесообразно использовать (особенно при глубине скважин более 2000 м) алмазный буровой инструмент (далее АБИ).

Наиболее эффективно применять АБИ в регионах, где стоимость буровых работ высока, например, при использовании тяжелых буровых установок на суше, при бурении глубоких скважин, при бурении с морских оснований, при бурении с отбором керна, при бурении скважин малого диаметра. В том числе наклоннонаправленных при турбинном способе бурения с высокой частотой вращения.

Технико-экономический эффект от применения алмазных долот обеспечивается за счёт бульших проходок на алмазное долото, что значительно сокращает количество и время на спуско-подъёмные операции.

Алмазные бурголовки обеспечивают наиболее благоприятный режим разрушения горной породы на забое скважины резанием (смятием, сдвигом) с незначительной динамикой (вибрацией), что создает необходимые условия для обеспечения целостности и качества керна, высокого процента его выноса.

Как правило, для получения существенного техникоэкономического эффекта достаточно увеличение проходки на АБИ в 5-10 раз по сравнению со стандартными шарошечными инструментами при соотношении механических скоростей сравниваемых долот и бурголовок в диапазоне 0,7–1,0 и более.

Современные АБИ разрабатываются на основании результатов большого объёма стендовых и промысловых исследований в процессе бурения реальных скважин в различных геолого-технических условиях [1].

Значительные успехи в области создания и использования отечественных конструкций колонковых наборов со съёмными керноприёмниками (ССК и КССК) различных модификаций и колонковых наборов со съёмными алмазными коронками (СРК, КРК и др.), предназначенных для бурения геологоразведочных скважин на твёрдые полезные ископаемые, дают основание полагать, что подобные варианты конструкций могут быть созданы и внедрены для условий бурения скважин на нефть и газ, при проводке параметрических и поисковых скважин с минимально допустимыми конечными диаметрами.

Так, например, колонковый набор СРК-76 (рис. 1) со съёмно-раздвижной коронкой, разработанный институтом ВИТР и принятый в серийное производство по высшей категории качества, был рекомендован международной организацией ОDР для бурения в Марианской впадине скважины глубиной 1500 м после его стендовых испытаний в 1994 году в г. Солт-Лейк-Сити (США) на буровом стенде фирмы «Терра Тек» [2].

Предварительные расчёты показали, что использование СРК-76 при бурении скважин на море с механической скоростью 1 м/ч при глубине воды 2000 м за 60 ч



Рис. 1. Колонковый набор СРК-76 1 – приводной наконечник; 2 – сектор раздвижной коронки;

3 – пилотная коронка.

бурения позволит на 60% увеличить глубину скважины по сравнению с колонковой системой DCS, имеющей стойкость алмазной коронки 50 м.

В целом по результатам стендовых испытании СРК-76 были сделаны следующие выводы:

 колонковый набор со съёмным породоразрушающим инструментом СРК-76 конструкции ВИТР надежно работает в условиях знакопеременных осевых нагрузок и частот вращения, рекомендованных фирмой ODP, позволяя получать выход керна 90-100%;

- при проведении испытаний достигнуто максимальное значение механической скорости бурения в

известняках - 11,7 м/ч; в базальтах - 3,26 м/ч;

- для определения оптимальных параметров режимов бурения СРК-76 в конкретных горных породах необходимо проведение исследований по определению зависимостей механической скорости бурения от частоты вращения, подачи промывочной жидкости и типа алмазного породоразрушающего инструмента.

Колонковый набор СРК-76 может быть принят в качестве одного из образцов, совершенствование которого позволит использовать его при бурении структурно поисковых скважин диаметром не 93, а 76 мм.

Основной целью модернизации СРК-76 следует считать расширение области рационального применения породоразрушающего инструмента путём создания гаммы раздвижных и пилотных коронок на базе наиболее эффективных серийно выпускаемых образцов алмазных коронок ССК отечественного производства. Должны быть созданы секторы раздвижных коронок резцового типа по аналогии с резцами коронок КАСК-Р, ступенчатого типа с двумя-четырьмя ступенями и пилотной частью (аналог - коронки КАСК-3С, КАСК-4С) комбинированного типа (аналог - коронка К-08), гребенчатого (аналог коронка (ТулНИГП) и др. Подобные модификации следует предусмотреть также для пилотных коронок.

Так как коронки СРК-76 извлекаются и устанавливаются вместе с керноприёмником, имеющим определенную длину, качество заложенного в них алмазного сырья не имеет принципиального значения, и все вышеперечисленные их разновидности могут быть оснащены синтетическими алмазами.

Важнейшим аспектом модернизации колонкового набора следует считать возможность количественного изменения секторов раздвижной коронки СРК-76КР в зависимости от физико-механических свойств горных пород и условий бурения. В существующей конструкции СРК-76 предусмотрена эксплуатация только шести секторной раздвижной коронки.

Варьирование количества секторов позволит не только расширить область применения СРК-76, по и оптимизировать параметры режимов бурения применительно к конкретным горным породам.

Так как по конструктивному исполнению алмазосодержащие штабики шестисекторной раздвижной коронки близки к коронкам резцового типа, эффективно работающим в горных породах VIII-IX категории по буримости, есть основание считать, что для бурения пород VI-VII категории наиболее целесообразно

Таблица 1.

Параме	тры режимо								
Частота вращения, об/мин.	Осевая нагрузка, даН	Расход промывочной жидкости, л/с	Категория пород по буримости	Механическая скорость бурения, м/час					
СРК-76 КР-6									
700	1200-1400	0,75	VIII-IX	2,47					
СРК-76 КР-3									
700	1200-1400	0,75	VIII-IX	4,20					

использовать трёхсекторную коронку, что в два раза позволит улучшить очистку забоя от шлама и устранить такое явление, как «засаливание» матрицы коронок.

Трёхсекторная коронка проходила апробацию еще на стадии макетного образца. Данные сравнительных испытаний шести- и трёхсекторных коронок СРК-76КР приведены в табл. 1.

Как видно из данных табл. 1, при одних и тех же параметрах режимов бурения механическая скорость бурения трёхсекторной раздвижной коронкой в 1,7 раза превышает этот показатель при бурении шестисекторной коронкой, что объясняется, прежде всего, более высоким удельным давлением на забой за счет уменьшения площади торцевой поверхности трёхсекторной коронки.

Вместе с тем при бурении абразивных пород X-XI категории по буримости шестисекторной раздвижной коронкой интенсивно изнашивалась пилотная часть секторов, что устраняется путем повышения твердости матрицы, насыщенности её алмазами и оперативной замены секторов при первых признаках абразивного износа.

Уменьшение секторов количества алмазных R шестисекторной раздвижной коронке без изменения приводного наконечника и конструкции сектороносителя возможно в случае, если наряду с алмазными секторами на некоторых пластинах будут закреплены имитаторы секторов, несущие на наружной поверхности только подрезные алмазы. Возможные схемы рабочего положения алмазных секторов, которые можно реализовать без подъема бурового снаряда, показаны на рис. 2. В каждом конкретном случае целесообразность применения соответствующей схемы размещения алмазных секторов и имитаторов должна достигаться опытным путем при одном непременном условии: все пазы приводного наконечника в рабочем положении должны защищаться от поломок и абразивного износа секторами раздвижной коронки, а имитаторы следует размещать по высоте на 3-5 мм меньше высоты алмазных секторов [3].

Движение съёмной части колонкового набора по колонне бурильных труб будет беспрепятственным только в том случае, когда сектороноситель будет свободно проворачиваться относительно пилотной коронки и надежно защищаться от осевого перемещения блокировочным устройством. Функцию блокировочного устройства (рис. 3) в транспортном положении выполняют округлые шпонки 4 с наклонной боковой поверхностью, которые располагаются на пластинах 2 сектороносителя 1



Рис. 2. Возможные схемы рабочего положения секторов раздвижной коронки: А - при бурении вертикальных скважин;

В - при наклонно-направленном бурении;

1-4 - количество имитаторов.

и входят в кольцевую проточку корпуса пилотной коронки 5. Перед посадкой съёмной части в рабочее положение осуществляется ориентирование сектороносителя относительно пазов приводного наконечника, а затем под действием кинетической энергии движущейся части пилотная коронка, преодолевая сопротивление блокировочного устройства, раздвигает пластины и вводит секторы съемной коронки в пазы приводного наконечника 3.

При бурении съёмным алмазным инструментом глубоких скважин малого диаметра на нефть и газ особое внимание должно уделяться отрыву и удержанию керна, особенно при проходке продуктивных горизонтов.

В настоящее время имеется достаточное количество разнообразных колонковых керноотборных снарядов, дающих в отдельных случаях до 90-100% выхода керна. Однако в среднем этот показатель не превышает 50-60%.

Анализ показывает, что наиболее консервативным узлом колонковых снарядов остаются кернорватели, набор которых ограничен. Существуют пружинные, рычажковые, цанговые и кольцевые кернорватели, которые могут быть открытого и закрытого типов. В кернорвателях закрытого типа в процессе бурения происходит их касание с керном, что не только ухудшает состояние захватных поверхностей кернорватедя из-за абразивного износа, но и создает предпосылки к заклиниванию керна в кернорвателе, дополнительному истиранию породы, уменьшению выхода керна.

Избежать подобных явлений возможно путем применением кернорвателей закрытого типа, которые



Рис. З. Блокировочное устройство СРК-76.

не контактируют при бурении с керном и срабатывают только в момент подъёма колонкового снаряда. Относительно просто проблема создания кернорвателей закрытого типа решается только в случае рычажковых и пружинных кернорвателей, которые по характеру воздействия скорее всего относятся не к кернорвателям, а к кернодержателям. Попытки создания цанговых и кольцевых кернорвателей закрытого типа приводили к усложнению кернорвательных систем. Даже в наиболее совершенном керноотборном снаряде фирмы «Кристенсен» с эластичным резиновым рукавом, позволяющим максимальным образом сохранить столбик горной породы в естественном состоянии, используется кольцевой кернорватель открытого типа.

Уменьшение негативного воздействия цанговых и кольцевых кернорвателей на выход керна при бурении скважин требует мероприятий по их совершенствованию. Не отрицая появления новых технических решений, следует не исключать возможность улучшения уже существующих конструкций путем расчёта упруго-прочностных свойств материала кернорвателей применительно к физико-механическим свойствам пород, в которых предполагается отбор керна. Особенностью рассматриваемых кернорвательных колец является то обстоятельство, что в процессе их изготовления внутренний диаметр d выполняется на 1-2 мм меньше внутреннего диаметра породоразрушающего инструмента. В процессе бурения при вхождении столбика керна в кернорватель кольцо поднимается кверху до упора в заплечик корпуса кернорвателя, затем разжимается по продольному разрезу или по цангам, пропуская чрез себя керн и постоянно с определенным натягом находится на керне вплоть до окончания процесса бурения. Практикой работ установлена минимальная толщина кольцевых кернорвателей в пределах 0,6-0,7 мм, а их расширение по внутреннему диаметру не должно превышать 1-2 мм. Эти факты позволяют определить величины максимальных изгибающих напряжений в кольцевых кернорвателях стандартных типоразмеров. Для построения расчётной модели использовался программный комплекс ANSYS. Было рассмотрено две постановки: плоская задача теории упругости (конечный элемент 42 типа) и объёмная задача теории упругости (конечный элемент 95 типа). При задании граничных условий учитывалась симметрия расчетной модели и наличие упругого основания, создаваемого соответствующими грунтами. Объёмная расчетная модель позволяет также учесть напряжения от продольных усилий (вдоль оси бурения). Полученные результаты позволили проанализировать зависимость напряжений в опасных сечениях от величины зазора и приложенных усилий. Максимальные изгибающие напряжения возникают в наиболее тонкой части стенки кольца, расположенной напротив продольного разреза, достигая значений 210 МПа [4].

Существуют и другие способы совершенствования конструктивных особенностей съёмного АБИ малого диаметра, включая возможность получения наибольшего диаметра керна по отношению к наружному диаметру породоразрушающего инструмента, использование способа извлечения съёмного инструмента и керноприемника обратным потоком промывочной жидкости; повышение качества изготовления бурильных труб при использовании их для работы съемным АБИ и др.

Решение подобных задач возможно только при финансировании работ по НИР, ОКР и изготовлении промышленных образцов съёмного породоразрушающего инструмента малого диаметра для бурения скважин на нефть и газ.

Особо важное значение при бурении скважин малого диаметра на нефть и газ имеет способ управления трассой скважины приобретает в связи с развитием способа направленного бурения с использованием съёмного породоразрушающего инструмента, позволясущественно повысить производительность ющего бурения благодаря сокращению времени на спускоподъемные операции. Используя съёмные коронки с плоской, закругленной или гребенчатой формой алмазосодержащей матрицы можно управлять трассой скважины и без подъема колонны бурильных труб. В ТулНИГП проведен детальный анализ зарубежных и отечественных конструкций съемных коронок для бурения геологоразведочных скважин [9].

Для управления трассой скважин при бурении ССК и КССК могут быть использованы съёмные алмазные коронки следующих типов: секторные разборные коронки, коронки со съёмным расширителем и пилотом; съёмные коронки содержащие неразъёмную породоразрушающую часть; коронки с изменяемой непосредственно на забое геометрией режущей части [10].

С целью выбора конструктивных параметров таких съёмных коронок рассмотрим в целом напряженное состояние системы «забой-коронка». Учитывая, что эта система характеризуется остаточными упругими свойствами и состоит из материалов, сильно отличающихся по физико-механическим свойствам, наиболее подходит для расчета напряженного состояния системы метод конечных элементов.

Систему «забой-коронка» представляли [5] как систему, находящуюся в плоском напряженном состоянии, исходя из того, что для алмазного породоразрушающего инструмента характерно размещение алмазов по длинным параллельным линиям резания. Ширина внедрения линий резания в породу забоя определяется диаметром алмазных зерен, имеющим обычно (при разбуривании твердых пород) размеры 0,8-1,6 мм. Усилия, возникающие при резании породы, действуют параллельно плоскостям, проходящим через линии резания, что вызывает появление в плоскостях напряжений, которые намного превосходят напряжения, действующие в плоскостях, перпендикулярных линиям резания.

Все расчёты перемещений и напряжении сделаны для съёмных коронок для снаряда КССК-76 с алмазными зернами, изношенными на 50% допустимого износа и взаимодействующими с породой IX категории по буримости (так как можно ожидать, что съемную коронку наиболее часто будут применять при бурении в породах VIII-X категории по буримости).

На рис. 4 приведена расчётная схема, применявшаяся для исследования напряженного состояния системы

«забой-съёмная коронка». В расчётной схеме шаги дискретизации системы «забой-съёмная коронка» на треугольные конечные элементы приняты равными по осям *x* и *y*.

Поэтому подбор величины шага дискретизации и используемого при вычислениях количества разрядов производили отдельно для каждого материала, входящего в систему забой съёмная коронка, что позволяет делать все последующие вычисления с выбранной величиной погрешности.

Исследования напряженного состояния системы «забой-съёмная коронка» позволили установить, что целесообразнее проектировать съёмные коронки с минимально возможной площадью рабочего торца и размещением алмазов в выступах матрицы малого сечения, соединенных между собой перемычками.

В соответствии с приведенными рекомендациями, изготовлена коронка КСИ-1-76 для комплекта съемного инструмента для КССК-76 конструкции СКБ НПО «Геотехника». Коронка испытана на стенде при бурении по блоку пород VIII категории по буримости с базовыми коронками без выпуска алмазов и с выпуском алмазов, но без размещения алмазов в выступах матрицы малого сечения, соединенных перемычками. В результате испытаний выявлено, что коронка КСИ-1-76 превосходит при одинаковом режиме и объёме бурения базовые



Рис. 4. Расчётная схема системы «забой-съёмная коронка»:

1-4 – материал: 1 – алмазного зерна; 2 – матрицы;
 3 – разбуриваемой породы; 4 – шлама.

коронки по механической скорости бурения в 2,2 и 1,3 раза соответственно. Причем оценка увеличения скорости износа матрицы коронки КСИ-1-76 показала, что перед алмазным зерном износ увеличился в 1,20, а за алмазным зерном – только в 1,05 раза, что обеспечивает условия для самозатачивания коронки путем обнажения в процессе бурения передних граней алмазных зерен с одновременным их надежным удержанием в матрице за счёт запаздывания износа матрицы за алмазными зернами. Следовательно, в ходе эксперимента на стенде с коронкой КСИ-1-76 подтверждены выводы, сделанные при исследовании напряженного состояния системы «забой-съёмная коронка».

Разработанный метод анализа напряженного состояния в целом системы «забой-алмазная коронка» позволяет оценить влияние осевой нагрузки на характер распределения напряжений на забое и в элементах породоразрушающей части коронки при размещении алмазов в выступах матрицы, соединенных перемычками. С помощью этого метода определено, что при бурении у коронок значение высоты деформации рабочей поверхности сектора относительно алмазов находится в интервале  $2 \cdot 10^{-6} - 24 \cdot 10^{-6}$  мм, а касательные напряжения в породе максимальны между алмазами. С ростом удельной нагрузки напряжения в матрице растут быстрее, чем в алмазных зернах.

На основании проведенных исследований в ТулНИГП предложен (РФ, а.с. № 1751290) колонковый снаряд, содержащий наружную трубу, башмак с пазами, съёмный керноприёмник с корпусом кернорвателя, к которому присоединена съёмная раздвижная коронка, состоящая из породоразрушающих элементов, размещенных по секторам цанги, на внутренних поверхностях которых имеются скосы, отличающиеся тем, что на наружном конусе кернорвателя выполнены выступы, а на внутренней поверхности скосов секторов выполнены продольные пазы, причем в процессе перевода коронки из транспортного положения в рабочее выступы и пазы взаимодействуют между собой, а в рабочем положении коронки выступы через пазы на секторах цанги взаимодействуют с пазами башмака.

На рис. 5 изображен предлагаемый колонковый снаряд со съёмной коронкой в рабочем положении; на рис. 6 колонковый снаряд со съёмной коронкой в транспортном положении; на рис. 7 вид торца колонкового набора без съёмной коронки.

Колонковый снаряд содержит цангу 1, породоразрушающие элементы 2, наружную трубу с башмаком 3, съемный керноприёмник 4; корпус кернорвателя 5. Корпус кернорвателя 5 имеет: наружный конус 6 с выступами 7. Цанга 1 соединена с корпусом кернорвателя 5 при помощи ограничителей 8 и винтов 9, размещенных в пазах 10 цанги 1. Башмак 3 имеет пазы 11. Цанга 1 на внутреннем конусе 12 имеет пазы 13. В транспортном положении коронки расстояние h от торца 14 корпуса кернорвателя 5 до рабочего торца 15 породоразрушающих элементов 2. Пазы 11 в башмаке 3 отделены друг от друга клиновидными коронками 16. Устройство работает следующим образом.

Съёмный керноприёмник 4 с цангой 1 породоразрушающими элементами 2 в транспортном положении опускается внутрь башмака 3. Затем породоразрушающие элементы 2 упирают в забой и раздвигают наружным конусом 6, проворачивая при этом снаряд для совмещения пазов 11 башмака 3 с секторами цанги 1. После полного перевода таким образом породоразрушающих элементов 2 из транспортного положения в рабочее начинают процесс бурения. После износа породоразрушающих элементов 2 или наполнения керноприёмника 4 керном производят извлечение съемного керноприёмника 4 с цангой 1 и породоразрушающим элементом 2 ловителем.

Экспериментальные образцы такого колонкового снаряда прошли успешное испытание при бурении глубоких скважин в Норильской ГРЭ.

Таким образом, съёмные коронки имеют широкие перспективы применения при бурении скважин малого диаметра на нефть и газ.



Рис. 5. Колонковый снаряд в рабочем положении.



Рис. Б. Колонковый снаряд в транспортном положении.



Рис. 7. Вид торца колонкового набора без съёмной коронки.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Коллектив авторов: под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского: Научное издание. Екатеринбург: УГГГА, 2002. - 592 с.

2. В.П. Онищин, Л. Холлуэй. Испытания съемного породоразрушающего инструмента в условиях знакопеременных нагрузок. В сб. докладов 3-его Международного симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях (5-10 июня 1995 г., Санкт-Петербург), Санкт-Петербург, 1997.

 В.П. Онищин, В.А. Меркулова, З.Ю. Сибирляк. Модернизация колонкового набора со съемно-раздвижной коронкой. В сб. науч. тр. «Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения». Вып. 8 – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля, НАН Украины, 2008. - с. 74-79.
 4. Онищин В.П., Фрумен А.И. Использование

4. Онищин В.П., Фрумен А.И. Использование МКЭ для сопоставительного анализа кольцевых кернорвателей в колонковых снарядах. В сб. докладов 22-ой Международной конференции. Математическое моделирование в механике деформируемых тел и конструкций. Методы граничных и конечных элементов. Санкт-Петербург, Россия, 24–27 сентября 2007 г.

5. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И.. Алмазный инструмент для бурения направленных скважин – Тула: «Гриф и К», 2007 – 176 с.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Drilling complexes. modern technologies and equipment / Corporate authors - endorsed by A.M. Gusman i K.P. Porozhskogo: Ekaterinburg; UGGGA, 2002. – p. 592.

2. Onishchin V.P., Л. Холлуэй. Testingretrievable diamond tool under conditions of reversal load June 5-10, 1995, (St. Petersburg), St. Petersburg 1997

3. Onishchin V.P., Merkulova V.A., Sibirlyak Z.Yu. Upgrading core retrieving barrel. Treatise collection: Rock destruction and metal-processing tools – manufacturing and application. Kiev: ISM im. V.N. Bakulya, NAN Ukraine, 2008. - p. 74-79.

4. Onishchin V.P., Frumen A.I. FEM using for contrastive analysis of ring core catchers in core equipment. Book of reports of 22 International conference. Math modeling: mechanics of deformable solids and structures. Boundary element methods and FEM analysis. St. Petersburg, Russia, September 24-27, 2007

5. Budyukov Yu.E., Vlasyuk V.I., Spirin V.I. Diamond tool to drill directional well -Tula: IPP Grif i K, 2005. - p. 288.

VAK 621.921.34

# Алмазная буровая коронка с увличенным ресурсом

 Л.А. Лачинян – доктор техн. наук, профессор (ОАО «Завод бурового оборудования)
 Н.Л. Лачинян – ведуший инженер (ООО «Бургеокомплект»)

Эффективность бурения существенно зависит от долговечности буровой коронки. Максимальным ресурсом обладают многослойные алмазные или так называемые импрегнированные коронки.

Одной из наиболее долговечных является стандартная импрегнированная алмазная буровая коронка типа К-41, предназначенная для бурения съёмным керноприемником комплекса КССК-76 [1]. Возможности повышения долговечности такой коронки, как и подобных ей, исчерпаны из-за ограниченности ресурса её резцов, формирующих стенки скважины и керн, хотя интенсивность износа по высоте матрицы на порядок выше, чем по наружному и внутреннему диаметру [2].

Примерно такое же соотношение интенсивности износа торцевых и подрезных (калибрующих) резцов имеет колонковое шарошечное долото. Это обусловлено тем, что шарошка, имея конусообразную форму, обрабатывает забой своей максимально насыщенной резцами боковой поверхностью, а стенки скважины и керн - минимально насыщенной резцами периферийной поверхностью, т.е. кромкой основания и вершины конуса, ось которого наклонена к оси долота на угол 48-60°. В результате, как и в случае с импрегнированной алмазной коронкой, фактором, ограничивающим ресурс долота по вооружению, является также износ калибрирующих резцов [3].

Следовательно, задача повышения ресурса буровой коронки сводится к усилению её калибрующих резцов, обрабатывающих стенки скважины и керн, что даст возможность усилить торцевое вооружение и, как следствие, коронки в целом.

Для решения этой задачи предлагается буровая коронка, изображенная на рис. 1 (вид с торца буровой коронки с цилиндрическими алмазоносными резцами-штабиками, оси которых расположены на среднем диаметре торца корпуса коронки) и рис. 2 (сечение А-А коронки, представленной на рис. 1) [4].

Для упрощения рисунков и большей их наглядности промывочные окна, шламовые пазы и уплотнительные элементы не показаны.

Буровая коронка отличается тем, что алмазоносные резцы 1 имеют форму цилиндра, диаметр которого равен разности наружного и внутреннего диаметров алмазоносной матрицы стандартной импрегнированной коронки. Они прочно связаны с державками 2, и с выполненными заодно с державками хвостовиками 3, имеют общую с ними ось вращения, которая расположена на среднем диаметре торца корпуса коронки или смещена у одной части резцов в сторону большего диаметра корпуса, а у другой – в сторону меньшего.

Цилиндрические хвостовики 3 державок вместе с упирающимся в них упорным подшипником 4



Рис. 1. Схема торца буровой коронки с цилиндрическими алмазоносными резцами-штабиками (1).

и пятой 5 входят, с минимальным зазором и возможностью вращения вокруг своей оси, в глухие отверстия 6, выполненные с торца тела коронки 7 параллельно ее оси. При этом резцы удерживаются от выпадения из своих отверстий благодаря стальному шарику 8, установленному через боковое отверстие 9 в теле коронки у её торца в кольцевую проточку 10, выполненную у нижнего конца хвостовика 3.

В случае, показанном на рисунках, оси всех резцов расположены на среднем диаметре торца коронки и сцепление резца со стенкой скважины обусловливает его вращение против хода, а сцепление с керном, - по ходу движения часовой стрелки. Но, поскольку крутящий момент на наиболее отдаленных от оси коронки точках резца больше, он должен проворачиваться против движения часовой стрелки. Вместе с тем, за счет контакта с дном забоя, в результате, здесь возможно вращение резца с проскальзыванием. Вращение резцов с проскальзыванием создает условия возникновения практически всех видов разрушения горных пород истирание, резание, скалывание, смятие и раздавливание в различных комбинациях в зависимости от их физико-механических свойств применяемых режимов бурения.

В случае же расположения осей одной части резцов ближе к наружному диаметру корпуса коронки, а другой – к внутреннему, то, поскольку они контактируют или только со стенкой скважины или только с керном, то, с учетом



Рис. 2. Сечение А-А коронки, представленной на рис. ].

контакта их также с дном забоя, степень проскальзывания резцов будет значительно меньше, и, как следствие, реализацию получит в основном смятие и раздавливание [5].

Такая конструкция буровой коронки позволяет решить поставленную задачу. Действительно, алмазостандартной матрицу носную импрегнированной буровой коронки, можно представить в виде набора алмазоносных штабиков квадратной формы со стороной «а», равной ширине матрицы. В каждом таком штабике подрезные алмазы можно разместить только на внутренней и внешней стороне квадрата, т.е. на длине 2a. В предлагаемой коронке C расположением оси резцов среднем диаметре её торца, на цилиндрической штабики формы имеют диаметр той же величины поскольку подрезные «a», И. алмазы расположены по всей длине окружности штабика, т.е. на длине 3,14 а, вооруженность подрезными алмазами во вращающемся цилиндрическом штабике в 1,57 раза выше (3,14 а: 2а = 1,57), чем в квадратном двумя рабочими сторонами С стандартной коронки.

Учитывая, что цилиндрические резцы установлены с зазором, принимаем преимущество в вооруженности подрезными алмазами выше не в 1,57, а в 1,5 раза. Следовательно, при прочих равных условиях, долговечность такой коронки в сравнении с обычной будет в 1,5 раза выше, так как ресурс торцевых резцов может быть также увеличен в 1,5 раза за счет увеличения высоты матрицы с

той же кратностью.

Таким образом, вращающиеся алмазоносные резцы цилиндрической формы, усиливая калибрующую вооруженность буровой коронки, позволяют соответственно усилить вооруженность торцевой части коронки и обеспечить ее более высокий ресурс в целом. В качестве приме-

В качестве примера принимаем габариты стандартной импрегнированной алмазной коронки диаметром 76 мм для бурения комплексом КССК-76. Внутренний диаметр коронки 40 мм. Толщина матрицы 18 мм. В этих габаритных параметрах размещены

элементы все конструктивные предлагаемой алмазной коронки, представленной на рис. 1 и 2. Алмазоносные штабики цилиндрипрофиля имеют максического мальный диаметр 18 MM, т.е. равный разности наружного и внутреннего диаметров стандартной коронки, применяемой при бурении комплексом КССК-76.

Учитывая, что ресурс подрезных резцов предлагаемой коронки в 1,5 раза выше в сравнении со стандартной, высоту ее матрицы увеличиваем также в 1,5 раза, что обеспечивает соответствующее повышение долговечности коронки. Диаметр хвостовика, пяты упорного подшипника и соответствующего им отверстия равен 8 мм. В качестве упорного подшипника принимаем шарик диаметром 6 мм по ГОСТ 3722-81.

Бурение производим съёмным керноприемником в породах IX-X категорий буримости. Частота вращения – до 1500 об/мин. Удельную осевую нагрузку принимаем максимальную в соответствии с рекомендациями для алмазного в породах Х категории бурения буримости, равную 1,0 кН/см<sup>2</sup> [6]. Всего в работе 12 резцов. Площадь рабочей поверхности резца с учетом промывочных окон и шламовых пазов равна 2,1 см<sup>2</sup>. Следовательно, нагрузка на резец составит 2,1 кН, а общая нагрузка на коронку – 2,1 x 12 = 25,2 κH.

Проверяем прочность тела коронки, которое, в местах сопряжения цилиндрического хвостовика державки подвижного резца со стенкой отверстия, испытывает напряжения смятия от действия окружной силы вращения при разрушении породы на забое. В качестве материала для корпуса коронки принимаем сталь 35 с пределом текучести 294 Н/мм<sup>2</sup>.

Сначала определяем затраты мощности на вращение обычной алмазной коронки из следующей зависимости [2]:

$$N = 0.81 \times 10^{-8} P \times n_{\rm BD} (D_{\rm H} + D_{\rm B})$$
, (1)

где P - осевая нагрузка на коронку, H;  $n_{\rm BP}$  - частота вращения коронки, об/мин;

 $D_{\rm H}$  - наружный диаметр коронки, мм;  $D_{\rm B}$  - внутренний диаметр коронки, мм. Поскольку P = 25200 H;  $n_{\rm Bp}$  = 1500 об/мин;  $D_{\rm H}$  = 76 мм;  $D_{\rm B}$  = 48 мм, из выражения (1) имеем:  $N = 0.81 \times 10^{-8} \times 25200 \times 1500$ (76 + 48) = 38 kBt.

Крутящий момент на коронке:  $M_{\rm KP}$  = 9552 x 38 : 1500 = 242 Нм.

Учитывая, что радиус буровой коронки равен R = 76: 2: 1000 = 0,038 м, и что одновременно работают 12 резцов, находим среднюю расчетную окружную силу на один резец:

$$q_{\rm pe3.p} = M_{\rm KP}$$
:  $R$  : 12 = 242 : 0,038 : 12 = 530 H, (2)

Площадь *S* от внутренней поверхности отверстия диаметром *d* = 8 мм, воспринимающая боковую нагрузку смятия, будет равна:

$$S_{\text{OT}} = 3,14 \text{ x } d \text{ x } h : 2$$

где: h – высота сопряжения цилиндрического хвостовика с нижней кромкой внутренней поверхности отверстия, связанная с его перекосом, величина которого зависит от зазора между отверстием и цилиндрическим Учитывая, хвостовиком державки. что цилиндрический хвостовик входит в отверстие с минимальным зазором (например, по скользящей посадке), принимаем величину h = 0,2 мм. Тогда: S<sub>ОТ</sub> = 3,14 х 8 х 0,2 : 2 = 2,51 мм<sup>2</sup>, и с учетом (2) напряжение смятия будет равно 530 : 2,51 = 211 H/mm<sup>2</sup>.

При нагрузке смятия допускаемое напряжение для стали 35 составит 294 x 2,25 = 662 H/мм²,

где - 294 – предел текучести стали 35, H/мм<sup>2</sup>;

2,5 - коэффициент, учитывающий нагрузку смятия.

И тогда запас прочности тела корпуса коронки на смятие будет равен:

662/211 = 3,1, что достаточно.

Проверяем прочность опорной поверхности упорного подшипника, представляющего собой шарик диаметром 6 мм с пятой. Согласно ГОСТ 3722-81 твердость шарика не менее 62HRC, разрушающая сила 22000 Н (2245 кг). Запас прочности находим для пяты и рабочего хвостовика, торца сегментная поверхность которых в сопряжении с шариком определяется следующей зависимостью:

#### $S = 3,14 \ge d \ge H$ ,

где *d* – диаметр шарика;

*H* – высота сегментной поверхности на контакте шарика с пятой или рабочим торцом хвостовика.

При d = 6 мм и H = 2 мм имеем:  $S = 3,14 \times 6 \times 2 = 37,7$  мм<sup>2</sup>.

Учитывая, что нагрузка на резец составляет 2100 Н, максимальное напряжение смятия в подшипнике (на рабочей поверхности пяты или хвостовика) будет равно: 2100 : 37,7 = 55,7 Н/мм<sup>2</sup>.

Запас прочности, при допускаемом напряжении на смятие 662 Н/мм<sup>2</sup>, составит: 662 : 55,7 = 11,9, что достаточно.

Приведенный пример показал работоспособность основных элементов новой буровой коронки и высокую ее прочность согласно своему назначению. Применение такой буровой коронки позволит при прочих равных условиях повысить ее ресурс не менее, чем в 1,5 раза, увеличить механическую скорость и снизить энергоемкость процесса бурения.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Будюков Ю.Е. и др. Алмазный породоразрушающий инструмент. – Тула: ИПП «Гриф и К», 2005. - 288 с. 2. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В двух томах / под общей редакцией проф. Е.А. Козловского. – Том 2 – М.: Недра, 1984 - 437 с. 3. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник / Н.И. Корнилов и др. М.: Недра, 1979. – 359 с. 4. Лачинян Л.А., Лачинян Н.Л. Буровая коронка. Патент на изобретение № 2522685. 2012.

5. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин: Справочное пособие – М.: Недра, 1993. – 334 с.

6. Бурение разведочных скважин. Учеб. Для вузов / Н.В. Соловьев и др.; Под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.

#### <u>REFERENCES</u>

 Budyukov Y.U. et al. Diamond rock destruction tool -Tula: IPP Grif i K, 2005. - p. 288.
 Exploration drilling manual:

two volumes / endorsed by E.A. Kozlovskij – volume 2 - M.: Nedra, pp. 984 - 437 3. Exploration drilling: rock destruction tool. Manual / N.I. Kornilov et al. M.: Nedra, 1979. – p. 359.

4. Lachinyan L.A., Lachinyan N.L. Patent of invention № 2522685. 2012 5. Sulakshin S.S. Exploration drilling. Resource Book - M.: Nedra, 1993. – p. 334

6. Explorationdrilling. Collegetextbook / N.V. Solovev. Endorsedby N.V. Solovev M. V.: Vyssh. shk., 2007. – p. 904

VAK 622.24.053.2

# Возможность использования динамических составляюших параметров крутяшего момента для управления процессом углубления скважины

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; С.Ф. Заикин – ст. преподаватель (Ухтинский государственный технический университет) Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент (Российская открытая академия транспорта (МИИТ) В.Б. Перминов – канд. техн. наук, зам. нач. отдела (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Роторный способ бурения характеризуется двумя режимными параметрами, связанными с бурильной колонной: частота вращения и нагрузка на долото. При этом измерение этих параметров проводится в статическом режиме, т.е.  $Y = X \pm \Delta X$ , где X непосредственно измеряемое статическое значение величины,  $\Delta X$  - динамический наброс измеряемой величины, вследствие ступенчатого воздействия внешних сил. В установившемся процессе бурения Х является постоянной величиной, а  $\Delta X = 0$ . Иными словами устойчивый установившийся процесс углубления скважины сопровождается постоянством режимных параметров частоты вращения бурильной колонны и нагрузки на долото. Но вследствие динамических свойств бурильной колонны получить устойчивый установившийся процесс углубления скважины с использованием в качестве управляющих режимные параметры практически невозможно. Другими словами, реализовать классическую систему управления процессом бурения невозможно. Возникает необходимость в создании адаптивной системы управления, отслеживающей динамические процессы,

происходящие в системе скважина-бурильная колонна при углублении скважины. Эти динамические процессы наиболее полно отражаются динамической составляющей измерения крутящего момента  $\Delta X$ .

В работах [1, 2, 3] рассмотрены вопросы синтеза структур дифференциальных (вариационных) измерений, позволяющих проводить измерение динамического наброса крутящего момента на валу привода буровой установки при роторном бурении. Такая синтезированная структура измерения приведена на рис. 1.

Структура имеет два дифференцирующих фильтра в виде встречно включённых апериодических звеньев, которые служат для измерения динамического наброса  $\Delta P$  мощности привода и динамического наброса скорости  $\Delta n$  вращения вала привода.

Наброс мощности привода определится выражением передаточной функции канала измерения мощности:

$$W_{p}(p) = W_{1}(p) - W_{2}(p) = \frac{k_{1}}{T_{1}p+1} - \frac{k_{2}}{T_{2}p+1} = \frac{k_{p}(T_{2}-T_{1})p}{(T_{1}p+1)(T_{2}p+1)}$$
(1)

при условии  $k_1 = k_2 = k_p$ .



Рис. 1. Структура измерителя крутяшего момента в виде разностных **ДИФФЕРЕНЦИРУЮЩИХ ФИЛЬТРОВ:** 

 $W_1$  - первое апериодическое звено;

*W*<sub>2</sub> - второе апериодическое звено;

 $W_{
m p}$  - дифференцирующий фильтр измерения мошности;  $W_{
m 3}$  - третье апериодическое звено;

*W*<sub>4</sub> - четвертое апериодическое звено;

W<sub>n</sub> - дифференцирующий фильтр измерения угловой скорости;

 $W_1(p) - W_2(p) / W_3(p) - W_4(p)$  - блок деления.

Для канала измерения угловой скорости вращения вала:

$$W_n(p) = W_3(p) - W_4(p) = \frac{k_3}{T_3p+1} - \frac{k_4}{T_4p+1} = \frac{k_n(T_4 - T_3)p}{(T_3p+1)(T_4p+1)}$$
(2)

при условии  $k_3 = k_4 = k_n$ .

Если принять, что временные постоянные передаточных звеньев  $T_1 = T_3 = T^*; T_2 = T_4 = T^{**}$  на выходе блока деления получим:

$$W_{M}(p) = W_{P}(p) / W_{n}(p) = \frac{k_{p}(T^{**} - T^{*})p}{(T^{*}p + 1)(T^{**}p + 1)} / \frac{k_{n}(T^{**} - T^{*})p}{(T^{*}p + 1)(T^{**}p + 1)} = \frac{k_{p}}{k_{n}}; \quad ($$

где  $W_{\rm M}\left(p
ight)$  – передаточная функция канала измерения крутящего момента;

р – параметр передаточной функции;

P – мощность привода;

 $k_{
m p}$  – коэффициент передачи канала измерения мощности;  $k_{
m n}$  – коэффициент передачи канала измерения угловой скорости.

Значения этих коэффиопределяются циентов отношениями приращений выходной координаты канала измерения к соответствующему приращению входной величины. Выходными координатами для обоих каналов измерений являются приращения напряжения  $\Delta U_{\rm p}$ и  $\Delta U_{\rm n}$  соответственно. Входная координата также определяется напряжениями строго

пропорциональными мощности привода и скорости вращения, т.е.  $U_{\rm p} \equiv P$ ;  $U_{\rm n} \equiv n$ . Входные напряжения, проходя через дифференцирующие фильтры, подвергаются операции Следовательно, дифференцирования. выходные координаты определяются соотношениями:

$$U_{\rm p} = dU_{\rm p}/dt$$
;  $\Delta U_{\rm n} = dU_{\rm n}/dt$ ; (4)

где  $dU_{\rm p}/dt = v_{\rm p}$  – скорость изменения мощности привода;

 $dU_{
m n}$  / dt =  $\upsilon_{
m n}$  – скорость изменения угловой скорости вала привода.

Отсюда, коэффициенты передачи каналов измерения

$$k_{\rm p} = (dU_{\rm p} / dt) / U_{\rm p} = v_{\rm p} / U_{\rm p};$$
  

$$k_{\rm n} = (dU_{\rm n} / dt) / U_{\rm p} = v_{\rm n} / U_{\rm n}$$
(5)

Подставляя значения коэффициентов передачи из формулы 5 в выражение (3) получим:

$$W_M(p) = \frac{\frac{\upsilon_p}{U_p}}{\frac{\upsilon_n}{U_n}} = \frac{1}{M} \frac{\upsilon_p}{\upsilon_n}$$
(6)

где  $\frac{U_n}{U_p} = \frac{n}{p} = \frac{1}{M}$  – величина обратная статическому

значению крутящего момента на валу привода колонны бурильных труб.

1 = const – является постоянной величиной для

заданного режима бурения.

3)

 $\frac{\upsilon_p}{\upsilon_n}$  – градиент скорости изменения крутящего мо-

мента на валу привода колонны бурильных труб.

Таким образом, вариационный канал измерения позволяет определить отношение скоростных параметров изменения мощности на валу привода к скорости его вращения относительно некоторого заданного постоянного значения крутящего момента М. Это хорошо



Рис. 2. Осциллограмма динамического наброса момента при осевой нагрузке 140kH.

иллюстрируется осциллограммой экспериментального прибора для измерения наброса крутящего момента вариационным методом (рис. 2).

На осциллограмме просматривается процесс крутильных автоколебаний колонны бурильных труб, амплитудой огибающих которой определяется градиент скорости изменения динамического наброса крутящего момента.

При анализе измерения динамического наброса крутящего момента возможно рассмотрение следующих частных случаев:

1. grad 
$$M = 0$$
. Случай возможен если  $\frac{dP}{dt} = v_p = 0$ ,

т.е. мощность на валу привода колонны бурильных труб постоянна или равна О. Так как анализ проводится в процессе углубления скважины, то случай P=0 в анализ режима не входит, и будем считать, что мощность на валу привода постоянна P = const. Условие grad M = 0, определяет равномерный установившийся процесс бурения при отсутствии автоколебаний. Изменения скорости враще-

ния  $\frac{dn}{dt}$  при этом не приводят к дополнительным за-

тратам энергии привода колонны бурильных труб.

2. grad  $M \neq 0$ . Случай характеризуется ростом градиента или его спадом. При росте скорости изменения крутящего момента grad  $M \ge 0$  возможно возникновение стопорения колонны бурильных труб, при спаде  $\operatorname{grad} M < 0$  возникает явление проскальзывания. Случай характеризует начало возникновения крутильных автоколебаний.

3. grad  $M \rightarrow \infty$ . Случай возможен, если скоростные

изменения  $\frac{dn}{dt} = 0$ . Гипотетический вариант равенства

нулю скорости изменения угловой скорости возможен либо при n = 0, либо при n = const. Если n = 0, то это означает, либо отсутствие вращения колонны бурильных труб (M = 0), либо их полное стопорение (аварийный режим), т.е. возникает неопределённость измерения параметров процесса углубления скважины. При *n* = *const* режим бурения устойчивый, равномерный с отсутствием автоколебаний.

На основании приведённого анализа можно сделать вывод, что использование grad M для управления процессом углубления скважины не является самодостаточным, так как измерение этого параметра вариационной структурой сопровождается неопределённостями вида  $\operatorname{grad} M = 0$  и grad  $M \rightarrow \infty$ .

Однако, используя раздельно каналы измерения Р и *n* на базе дифференцирующих фильтров можно реализовать управление процессом углубления скважины. Действительно, если канал измерения Р даёт результат

изменения  $\frac{dP}{dt} = 0$ , а канал измерения n результат со-ответствующий  $\frac{dn}{dt} = 0$ , то процесс углубления скважи-

ны равномерный и устойчивый с полным отсутствием автоколебаний.

При 
$$\frac{dP}{dt} > 0$$
 и  $\frac{dn}{dt} < 0$  наблюдается процесс стопоре-

ния колонны бурильных труб, при  $\frac{dP}{dt} < 0$  и  $\frac{dn}{dt} > 0$  проскальзывание.

#### Выводы

1. Управление процессом углубления скважины при использовании вариационной структуры измерения крутящего момента не достаточно наброса ДЛЯ практической реализации в связи с существованием неопределённостей вида grad M = 0 и grad  $M \rightarrow \infty$ .

2. Реализация управления процессом углубления скважины возможна при одновременном измерении наброса крутящего момента и раздельной фиксацией параметров *P* и *n* вариационной структурой измерения наброса крутящего момента.

3. Из проведённого анализа следует, что в основу управления процессом углубления скважины возможно

положить параметры  $v_{\rm p} = \frac{dP}{dt}$  и  $U_{\rm n} = \frac{dn}{dt}$ , причём про-

цесс стопорения бурильной колонны характеризуется со-

стоянием  $\frac{dP}{dt} > 0$  и  $\frac{dn}{dt} < 0$ , а процесс проскальзыва-

ния 
$$\frac{dP}{dt} < 0$$
 и  $\frac{dn}{dt} > 0$ .

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Христич И.П., Перминов Б.А., Ягубов З.Х. Измерение динамических набросов крутящего момента в процессе бурения // Труды международной конференции "Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции", Ухта: – 1998.

2. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу электродвигателя буровых установок // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. - № 2. - с. 33-35.

3. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Колонна бурильных труб в процессе углубления скважины как объект автоматического регулирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - № 10. c. 13–17.

#### REFERENCES

1. Hristich I.P., Perminov B.A., Jaqubov Z.H. Measurement torque dynamic surges while drilling // Transactions of International conference Development problems of Timan-Pechora province oil and gas province. Uhta: - 1998

2. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Derivative (variational) pattern of torquemeter mechanism for drilling rig electric drive shaft // Oil-Engineer - M: IDS Drilling Group, - 2011. - №2. - p. 33- 35

3. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Drill string as automatic control object while drilling // Onshore and offshore oil-gas well drilling.- M.: OAO «VNIIOJENG», 2012. – №10. – p. 13–17.

# Методы управления процессом углубления скважины

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; С.Ф. Заикин – ст. преподаватель (Ухтинский государственный технический университет) Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент (Российская открытая академия транспорта (МИИТ) В.Б. Перминов – канд. техн. наук, зам. нач. отдела (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

В последнее время в технической литературе всё большее внимание привлекает разработка программных методов управления процессом углубления скважины [5, 6]. Часть программных методов управления базируется на разработанных программах бурения по геологическим характеристикам структуры предполагаемой проходки скважины. Часть методов основана на программном управлении с вводом коррекции текущих параметров бурения по их измеренным значениям с последующей обработкой этих параметров в вычислительных центрах. Большое внимание привлекают последние разработки управления с использованием оптимальной модели процесса углубления скважины, построение которой определяется геологической структурой проходки скважины. В этом случае также возможно введение коррекции оптимальных параметров процесса бурения построенной модели по текущим значениям этих параметров.

Коррекция программных параметров бурения в процессе углубления скважины с целью оптимизации проходки скважины представляет собой крайне сложную операцию, так как заложить в программу оптимальные параметры бурения с учётом реально меняющейся геологической структуры скважины при разрушении забоя не является объективно возможным решением. Каждая скважина в одном и том же кусте характеризуется своими особенностями и программная оптимизация параметров управления для каждой конкретной скважины должна быть индивидуальной. Это касается и методов программного управления с использованием оптимальной модели процесса углубления скважины.

Решение перечисленных вопросов требует включения в систему управления буровой установки сложнейших аппаратных средств автоматического управления, что существенно повышает стоимость проходки скважины.

Однако наиболее существенным недостатком программных методов управления бурением является невозможность их применения для оптимизации процесса углубления скважины.

В свете последних работ [1, 2] с большой степенью достоверности показано, что бурильная колонна в процессе углубления скважины является структурно неустойчивым звеном, представляя собой интегратор третьего порядка. С учётом момента вязкого трения структурная модель бу-рильной колонны определяется граничными условиями устойчивости. Из теории автоматического регулирования [3] следует, что программное управление структурно-неустойчивым объектом, а также объектами, устойчивость которых определяется граничными условиями невозможно.

Действительно, структура программного управления может быть представлена в виде разомкнутой системы (рис. 1), где от программатора (Пр) управляющий сигнал подаётся на управляющие органы (УО) двигателя привода (ДП) бурильной колонны (БК).

Согласно структурной схеме к бурильной колонне прикладываются управляющие воздействия от программатора **Пр** через последовательную цепочку **УО**–Д**П**. При приложении к бурильной колонне любого воздействия в колонне возникают незатухающие колебания, если она находится на границе устойчивости и автоколебания с нарастающей амплитудой, если она находится в режиме неустойчивой структуры. При любом изменении воздействия получить устойчивый установившийся режим работы бурильной колонны не удаётся. Введение коррекции в параметры бурения, учитывая, что колонна бурильных труб находится в режиме автоколебаний, нереально.

Для повышения устойчивости бурильной колонны с целью использования программного управления, необходимо вводить коррекцию в последовательную структуру для понижения порядка астатизма объекта управления. Такими корректирующими звеньями должны быть дифференцирующие звенья. Однако, ввод корректирующих звеньев непосредственно в управление бурильной колонной или двигателя привода невозможен вследствие их большого момента инерции, а дифференцирование воздействия программатора не позволит получить оптимальных положительных результатов. Введение корректирующих обратных связей, охватывающих колонну бурильных труб,



Рис. 1. Структурная схема программного управления.

связано с большими трудностями для больших глубин бурения.

Структурная схема программного управления на базе модели оптимального управления процесса углубления скважины приведена на рис. 2.

В этой структурной схеме добавляется обратная связь, обеспечивающая, передачу текущих значений параметров динамического состояния бурильной колонны в процессе углубления скважины от бурильной колонны к коррекционному устройству оптимальной модели управления **Му**. Скорректированные параметры поступают на программный блок управления **Пр**. Из построения структуры очевидно, что коррекция параметров бурения в данном случае невозможна, так как бурильная колонна находится в режиме автоколебаний и значения параметров бурения изменяются по гармоническому закону в реальном времени. Введение корректирующих звеньев здесь так же невозможно по описанным выше причинам.

Таким образом, на основании сказанного можно сделать вывод о проблематичности применения программного и программно-аппаратного методов управления процессом углубления скважины. Оптимизация процесса углубления скважины с помощью методов программного и программно-аппаратного методов управления практически невозможна в связи с неустойчивым режимом работы объекта управления.

Наиболее удобным воздействием на бурильную колонну при управлении процессом бурения является воздействие, изменяющее скорость  $n_0$  вращения бурового инструмента таким образом, чтобы соотношение  $P_0$  и  $n_0$ определялось областью равномерного углубления скважины, при этом в отсутствии автоколебаний достигается максимальная скорость углубления скважины [8]. Для реализации такого воздействия контур стабилизации объекта управления может быть выполнен в виде последовательной структуры регулятора и объекта управления. Учитывая, что объект управления (БК) неустойчивым, необходимо применение является принудительной стабилизации замкнутой системы. Такая принудительная стабилизация может быть осуществлена двумя способами:

1. В числитель передаточной функции регулятора R(p) включаются звенья, совпадающие с неустойчивыми звеньями знаменателя передаточной функции объекта  $W_0(p)$ . Таким образом, в контурной передаточной функции

$$W_{\mathrm{w}}(p) = R(p) \ W_{\mathrm{o}}(p) \tag{1}$$

где  $W_{\rm m}(p)$  – желаемая передаточная функция,





Рис. 2. Программное управление с учётом модели оптимального управления.

Все правые полюсы (корни характеристического уравнения) компенсируются равными их правыми нулями, т.е. выполняется последовательная коррекция амплитудночастотной характеристики объекта управления (БК).

2. Регулятор изначально конструируется под неустойчивый объект с n правыми полюсами (в нашем случае n = 3), обеспечивая n переходов характеристики  $W_{*}(jw)$  через граничный уровень фазы, где  $W_{*}(jw)$  – желаемая амплитудно-фазная частотная характеристика (АФЧХ) системы.

Наиболее полно данные условия выполняются в пропорционально-интегрально-дифференциальных регуляторах ПИД - авторегуляторах. Передаточная функция ПИД регулятора имеет вид

$$R(p) = K_{\pi} + \frac{K_u}{p} + K_{\partial} p$$
<sup>(2)</sup>

где  $K_{\rm n}$  – коэффициент передачи пропорциональной составляющей регулятора;

*K<sub>u</sub>* – коэффициент передачи интегральной составляющей;

*K*<sub>∂</sub> – коэффициент передачи дифференциальной составляющей;

р - комплексная переменная.

При последовательном включении с объектом ПИДрегулятор формирует воздействие вида:

$$x(t) = K_{\Pi}\varepsilon(t) + K_{u}\int_{0}^{t}\varepsilon(\tau)d\tau + K_{o}\frac{d\varepsilon(t)}{dt}$$
(3)

где  $\varepsilon(t)$  – ошибка регулирования.

При последовательной коррекции частотных характеристик объекта (БК) желательно использовать дифференцирующие свойства регулятора, т.е. необходимо задать  $K_u = 0$ , тогда получим пропорционально-дифференциальный ПД-регулятор с передаточной функцией

$$R(p) = K_{\mathrm{n}} + K_{\partial} p = K_{\mathrm{n}} (1 + T_{\partial} p)$$
(4)

где  $T_{\partial} = \frac{K_{\partial}}{K_{\Pi}}$  .

На рис. 3 и 4 построены частотные характеристики  $\Pi \Lambda$ -регулятора. Логарифмическая амплитудная характе-

ристика (ЛАХ) с частотой сопряжения асимптот  $\omega_{\partial}=rac{K_{\Pi}}{K_{\partial}}$ 

на рис. 3, из которого следует, что при увеличении частоты  $\omega$  по сравнению с частотой  $\omega_{\partial}$  сопряжения асимптот в десять раз (на декаду) ЛАХ возрастает на 20 Дб.

$$L_{p}(\omega) = 20 \lg |K_{\Pi}| + 10 \lg (1 + T_{\partial}^{2} \omega^{2})$$
 (5)

Семейство фазовых частотных характеристик на рис. 4

$$\Phi_{p}(\omega) = \arg T_{\partial}\omega + \left(1 - \operatorname{sgn}\left(K_{p}\right)\right) 90^{0}$$
(6)

при разных знаках коэффициентов  $K_{\mathrm{n}}$  и  $K_{\mathrm{d}}$  .

Частотные характеристики объекта управления построены на рис. 5 и 6. Логарифмическая (ЛАХ) с частотами сопряжения  $\omega_{c1}$ ,  $\omega_{c2}$ ,  $\omega_{c3}$  на рис. 5

$$L_{0p}(\omega) = 20 \lg K_{01} + 20 \lg K_{02} + 20 \lg K_{03}$$
 (6)

Фазовая частотная характеристика при  $K_{01}\,{=}\,K_{02}\,{=}\,K_{03}\,{=}\,K$  на рис. 6.



Рис. З. Амплитудная логарифмическая частотная характеристика **ПД**-регулятора.



Рис. 5. Амплитудная логарифмическая частотная характеристика объекта управления (БК).



Рис. 7. Суммарная амплитудная логарифмическая частотная характеристика.

Скорость спада логарифмической фазочастотной характеристики (ЛФЧХ) заведомо выше скорости спада ЛАХ,



Рис. 4. Семейство фазовых частотных характеристик **П**Д-регулятора.



Рис. Б. Фазовая частотная характеристика объекта управления (БК).

что ещё раз подчёркивает неустойчивый режим работы объекта. При сравнении частотных характеристик регулятора и объекта можно рассчитать числовые параметры

регулятора  $K_{\text{пж}}$ ,  $\omega_{\partial \text{ж}}$  ( $\omega_{\partial \text{ж}} = \frac{1}{T_{\partial \text{ж}}} = \frac{K_{\Pi \text{ж}}}{K_{\partial \text{ж}}}$ ) таким образом,

чтобы максимально скорректировать частотные характеристики объекта и тем самым приблизить его режим к устойчивому режиму.

Так как регулятор и объект (БК) включены последовательно, то общая логарифмическая характеристика последовательной структуры определится как сумма логарифмических частотных характеристик. Суммарные частотные характеристики при условии выполнения условия коррекции  $\omega_{\partial} = \omega_{c1}$  приведены на рис. 7 и 8.



Рис. 8. Суммарная фазовая частотная характеристика.

При настройке параметров регулятора  $K_{\rm n}$ ,  $K_{\partial}$ ,  $T_{\partial}$  и  $\omega_{\partial}$  можно добиться прохождения  $\Phi_{p\Sigma}$  в положительных значениях угла при которых прохождения ФЧХ через ось частот не наблюдается, отсюда скорость спада ЛАХ будет всегда выше скорости спада ФЧХ, что определяет систему в замкнутом состоянии как устойчивую.

Таким образом, ввод ПИД-авторегулятора в систему автоматического управления проходки скважины позволяет преобразовать неустойчивый объект управления (БК) в устойчивый, т.е. в процессе управления исключить срыв в автоколебательный режим. Остальные контуры управления для получения оптимального режима бурения реализуем по рис. 9. В качестве измерительного устройства используется двухканальный измеритель мощности и скорости вращения привода, выполненный по методу динамических измерений [4].

Функциональная схема оптимальной системы автоматического управления углубления скважины приведена на рис. 9.



Рис. 9. Функциональная схема оптимальной системы автоматического управления углубления скважины.

#### Выводы

1. Применение программного управления процессом углубления скважины проблематично и противоречит основным положениям теории автоматического регулирования, так как объект управления – колонна бурильных труб, является неустойчивым, либо находится на границе устойчивости.

2. Коррекция параметров бурения в программных методах управления с использованием текущих значений этих параметров невозможна вследствие гармонического закона их изменения.

3. Включение корректирующих звеньев в структуру программного управления процессом углубления скважины является проблематичным вследствие большого значения момента инерции системы «привод – бурильная колонна».

4. Управление процессом и его оптимизация возможны путём стабилизации контура управления при включении в цепь обратной связи ПИД-регулятора.

5. Оптимальным управлением процесса бурения, обеспечивающим максимальную скорость равномерного углубления скважины без возникновения автоколебаний бурильной колонны, является управление по динамическому набросу крутящего момента на валу привода буровой установки.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Колонна бурильных труб в процессе углубления скважины, как объект автоматического регулирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – №10. – с. 13–17.

2. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Оптимизация управления процессом углубления скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – №10. – с. 17–21.

3. Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического регулирования. – М.: Наука, 1975. – 768 с.

4. Перминов Б.А., Перминов В.Б. Измеритель крутящего момента. Патент СССР №1794243 МКИЗ GOIL3/10, 1993 г.

5. Патент на изобретение 349524 РФ. Способ адаптивного управления процессом углубления скважины и система для его осуществления.

6. Патент на изобретение 2244117С2 RU. Способ управления работой в скважине и система бурения скважины.

7. Патент на изобретение 2478781 РФ. Способ и устройство для уменьшения колебаний прилипанияпроскальзывания.

8. Юнин Е.К., Хегай В.К. Динамика глубокого бурения. - М.: Недра, 2004. – 286 с.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Drill string as automatic control object while drilling // Onshore and offshore oil &gas well drilling.-M.: OAO «VNIIOJENG», 2012. – N $^{\circ}$ 10. – p. 13–17.

2. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Well drillingprocess control optimization // Onshore and offshore oil &gas well drilling. - M.: OAO «VNIIOJENG», 2012. – №10. – p. 13–17.

3. Besekerskij V.A., Popov E.P. Controlling systems theory - M.: Nauka, 1975 – p.768.

 Perminov B.A., Perminov V.B. Torque-measuring device. Soviet patent № 1794243 MKI3 GOIL 3/10, 1993
 Patent for an invention № 349524, RF. Method of

drilling adaptable control and the actualization system. 6. Patent for an invention № 2244117 C2 RU. Method

of downhole performance control and drilling system

7. Patent for an invention № 2478781 RF.Method of reducing stick-slip vibration.

8. Yunin E.K., Hegay V.K. Deep drilling dynamics. -M.: Nedra, 2004. – 286 p.

VAK 622.24.053.2

# Способ измерения крутяшего момента ротора буровой установки с использованием вариационной структуры

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; С.Ф. Заикин – ст. преподаватель (Ухтинский государственный технический университет) Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент (Российская открытая академия транспорта (МИИТ) В.Б. Перминов - канд. техн. наук, зам. нач. отдела (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Статья посвящается способу и методике измерения крутящего момента на валу привода буровой установки как наиболее информативного параметра углубления скважины. При этом в основу измерений положена вариационная структура измерения крутящего момента на валу (рис.1) [1, 2].

Здесь N(t) – измеряемая мощность привода;

 $\omega(t)$  – измеряемая угловая скорость вала привода;

ДФ1 – дифференцирующий фильтр канала измерения мощности;



Рис. 1. Структура дифференциального измерителя крутяшего момента.

ДФ2 – дифференцирующий фильтр канала измерения угловой скорости вала привода;

БД – блок деления.

Блок деления необходим, для получения результата

измерения крутящего момента, так как  $M_{\mathrm{kp}}=rac{N}{\omega}$  , явля-

ется результатом косвенных измерений мощности и угловой скорости.

В качестве средства измерения, а в дальнейшем и авторегулятора управления процессом углубления скважины, возможно применение любого типового контроллера. Измерительные датчики мощности двигателя привода и угловой скорости приводного вала определяются видом и типом применяемого двигателя привода. Например, если в качестве двигателя привода применяется электродвигатель постоянного тока, то датчиками мощности целесообразно взять совокупность измерительных трансформаторов датчиков тока и напряжения типа ДТХ и ДНХ. Далее необходимо произвести перемножение их результатов непосредственно в контроллере и получить масштабное значение мощности. Для определения угловой скорости вала привода возможно использование тахогенераторов типа ТГХ или других датчиков скорости.

Если в качестве двигателя применяется дизельная установка или газотурбинный привод, то мощность двигателя может быть определена по температуре выхлопа, либо по положению регулятора подачи топлива.

Иными словами, каждое применение того или иного датчика определяется конкретным видом привода.

Результат измерения мощности двигателя привода и угловой скорости выходного вала подаются с помощью кабеля связи на входы аналого-цифровых преобразователей (АЦП) контроллера через согласующие устройства. В качестве согласующих устройств используются операционные усилители сопряжения с регулируемым коэффициентом усиления для изменения масштаба измеряемой величины. Функциональная схема измерения параметров крутящего момента приведена на рис. 2.

Датчик мощности для электропривода буровой установки является измерительным преобразователем электрической величины в электрическую величину, и текущее значение мощности может быть получено непосредственно в блоке контроллера как произведение силы тока на напряжение. Для привода переменного тока к произведению тока и напряжения добавляется сомножитель коэффициента мощности. Для неэлектрического привода необходимо использование датчиков мощности как измерительного преобразователя неэлектрической величины в электрическую величину аналогового типа.

Для измерения угловой скорости вала редуктора целесообразно применение тахогенераторов, реализующих функции преобразования вида:

$$u_{m2} = F(\omega) \tag{1}$$

где  $u_{m_2}$  – напряжение тахогенератора;  $\omega$  – угловая скорость выходного вала редуктора.

Напряжения с датчика мощности и датчика угловой скорости подаются с помощью измерительного кабеля

связи на блок сопряжения с входами аналого-цифровых преобразователей канала измерения мощности и канала измерения угловой скорости, а так же на входы вариационной структуры измерения крутящего момента. С АЦП мощности и АЦП угловой скорости информация о текущих значениях этих параметров подаётся на цифровые индикаторы и цифровой блок деления контроллера к выходу, которого подключается цифровой индикатор крутящего момента. Таким образом, с помощью каналов измерения АЦП мощности и угловой скорости возможно отслеживание с помощью контроллера текущих параметров мощности привода, скорости вращения вала редуктора и текущего значения крутящего момента на валу привода. Если в системе управления процессом углубления скважины используется хотя бы один из этих параметров, то его текущее значение подаётся на вход ПИД-авторегулятора, смоделированного с помощью контроллера, используемого для целей управления бурением.

Кроме того, с применением контроллера возможна реализация вариационной структуры измерения градиента крутящего момента. Модель измерения является двухканальной. С помощью первого канала измеряются скоростные изменения мощности двигателя привода в Ват/с, а с помощью второго канала скоростные изменения частоты вращения в рад/с<sup>2</sup>, т.е. на выходе каналов соответственно имеем:

- канал измерения мощности –  $\frac{dN}{dt} = v_{\rm N}$ ; - канал измерения угловой скорости –  $\frac{da}{dt}$ 

ал измерения угловой скорости – 
$$\frac{d\omega}{dt}=v_{\omega}$$
.

Полученные данные  $v_N$  и  $v_\omega$  подаются на блок деления контроллера на выходе, которого регестрируется градиент изменения крутящего момента в Ват с

$$\operatorname{grad} M = \frac{v_N}{v_{\omega}}$$
(2)



Рис. 2. Функциональная схема измерения параметров крутяшего момента: ШИ – цифровой индикатор, АЦП – аналого-цифровой преобразователь.

При этом значения скоростных изменений  $\frac{dN}{dt}$  и  $\frac{d\omega}{dt}$ 

используются для управления процессом углубления бурильной колонны. Контроллер имеет блок настройки параметров  $k_1$ ;  $k_2$ ;  $T_1$ ;  $T_2$ ;  $k_3$ ;  $k_4$ ;  $T_3$ ;  $T_4$  имеется возможность реализации равенства параметров  $k_1 = k_2$ ;  $k_3 = k_4$ ;  $T_1 = T_2$ ;  $T_3 = T_4$ , что позволяет упростить, передаточную функцию каналов измерения.

Для минимизации аппаратных средств измерения крутящего момента привода буровой и его составляющих рекомендуется:

1. Для моделирования, измерения и управления параметрами использовать типовой контроллер с максимальным числом входных порталов – 8.

2. Число входов с использованием АЦП - 4.

3. Контроллер должен иметь

 возможность моделирования вариационной структуры измерения;

- цифровую индикацию не менее 12-ти разрядов;

- возможность подключения внешних дисплейных устройств;

возможность построения любых типов регуляторов;
 иметь условия настройки параметров каналов измерения и регуляторов.

#### Выводы.

1. Контроль процесса углубления скважины целесообразно проводить по значению крутящего момента на валу привода буровой установки с выделением его производных, используя структуру вариационных измерений, так как эти параметры являются более информативными и более полно отражают динамические процессы при работе бурильной колонны в скважине.

2. Способ измерения крутящего момента на валу привода и его производных с использованием вариационной структуры позволяет значительно минимизировать аппаратные средства измерения и управления процессом углубления скважины.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу электродвигателя буровых установок // Инженер-нефтяник. – М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. – №2. – с. 33–35.

2. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Оценка метрологических точностных характеристик дифференциальной (вариационной) структуры измерителя крутящего момента на валу силового привода буровых установок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2011. – №7. – с. 14–16.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Derivative (variation) pattern of torquemeter mechanism for drilling rig electric engine shaft // Oil-Engineer - M: IDS Drilling Group, - 2011. –  $\mathbb{N}^2$ 2. – p. 33- 35

2. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Estimate of metrological characteristics accuracyof derivative (variation) pattern of torquemeter mechanism for drilling rig electric engine shaft // Onshore and offshore oil-gas well drilling.-M.: OAO «VNIIOJENG», - 2011. – №7. – p. 14-16. VAK 622.24.053.2

# Экспериментальная проверка основных теоретических положений динамики бурильной колонны

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; С.Ф. Заикин– ст. преподаватель (Ухтинский государственный технический университет) Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент (Российская открытая академия транспорта (МИИТ) В.Б. Перминов - канд. техн. наук, зам. нач. отдела (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Проверка соответствия теоретических положений по определению динамических параметров бурильной колонны в процессе углубления скважины проводилась путём их сравнения с результатами измерений этих параметров. Для этой цели применялась вариационная структура измерения [1, 2, 3], позволяющая получить осциллограммы в координатах реального времени динамических набросов мощности, крутящего момента и градиента крутящего момента. Измерения проводились на экспериментальной скважине фирмы «Элтех» г. Усинск, Республика Коми. Данные соответствуют измерениям на глубинах 2000-3000 м для осевых нагрузок на долото 120 кH, 140 кH, 160 кH, 180 кH.

По осциллограммам крутящего момента при различных осевых нагрузках на долото можно сделать вывод, что процесс углубления скважины всегда сопровождается крутильными автоколебаниями, частота которых определяется моментом инерции бурильной колонны, а в итоге глубиной проходки скважины, а так же осевой нагрузкой.

Как уже отмечалось [4] собственная угловая частота крутильных колебаний может быть рассчитана следующим образом. Момент инерции бурильной трубы равен

$$J_{mp} = \frac{l_{mp}q(D^2 + d^2)}{8} \quad ; \tag{1}$$

где *l*<sub>mp</sub> – длина бурильной трубы, м;

q – масса единицы длины трубы в кг/м;

*D*, *d* – внешний и внутренний диаметр трубы, м; Крутильная жесткость бурильной трубы в Нм:

$$C_{mp} = \frac{\pi G(D^4 - d^4)}{32l_{mp}} \quad ; \tag{2}$$

где G – упругий модуль, Па.

Под нагрузкой при передаче крутящего момента в кинематической схеме «выходной вал – породоразрушающий инструмент» возникают радиальные усилия, приводящие к изгибным деформациям бурильной колонны. Если считать, что крутильная податливость отдельной трубы (величина, обратная жёсткости) будет равна изгибной, то эквивалентная податливость трубы будет равна сумме крутильной и изгибной податливости. Величина эквивалентной жесткости трубы при таком условии составляет:

$$C_{\rm 3TP} = 0.5 C_{\rm TP}$$
 (3)

Суммарный момент инерции колонны труб определяется выражением:

$$J_{\kappa\delta m} = \frac{l_{\kappa\delta m} j_{mp}}{l_{mp}} \quad . \tag{4}$$

Суммарный коэффициент жесткости:

$$C_{\kappa\delta m} = \frac{C_{smp} l_{mp}}{l_{\kappa\delta m}} ; \qquad (5)$$

где  $l_{\kappa \delta \tau}$  – длина всей колонны бурильных труб, м.

При переходе к двухмассовой модели системы «привод – колонна бурильных труб – породоразрушающий инструмент» при демпфировании колебаний необходимо осуществить приведение момента инерции и коэффициента жёсткости к валу привода, при этом будем считать связь абсолютно жесткой.

Тогда, приведённый момент инерции колонны бурильных труб к валу двигателя:

$$J'_{\kappa\delta m} = \frac{J_{\kappa\delta m}}{i^2} \quad ; \tag{6}$$

где і – коэффициент редукции.

Приведенная жесткость

$$C'_{\kappa\delta m} = \frac{C_{\kappa\delta m}}{i^2} \quad . \tag{7}$$

Окончательно получим:

$$J_1 = J'_{\kappa \delta m} + 0.5 J'_{\kappa \delta m}; \quad J_2 = 0.5 J'_{\kappa \delta m}; \quad C_{12} = C'_{\kappa \delta m} \quad .$$
 (8)

Собственная круговая частота колебаний рассматриваемой механической системы в рад/с:

$$\omega_{\kappa\delta m} = \sqrt{\frac{C_{12}(J_1 + J_2)}{J_1 J_2}} \quad . \tag{9}$$

Период колебаний  $T_{\rm k { or } { o$ 

$$T_{\kappa\delta m} = \frac{2\pi}{\omega_{\kappa\delta m}}; \quad f_{\kappa\delta m} = \frac{1}{T_{\kappa\delta m}}; \quad (10)$$

Для конкретного примера измерений, проведённых на экспериментальной скважине, имеем следующие данные:

- 1. Глубина проходки 3547 м; 2. Трубы бурильной колонны – УБТ – 109 -180 кп;
- прубы бурильной колонны убт 109 -160
   Обороты роторного стола 80 об/мин;
- 4. Скорость вращения вала двигателя 500 об/мин;
- 5. Тип коробки редуктора КПП 200 У1;
- 6. Механическая скорость проходки 1,5 м/ч;
- 7. Масса одного метра свечи 36 кг;
- 8. Масса колонны труб с инструментом 143 т;
- 9. Нагрузка на долото 120 кН; 140 кН; 160 кН; 180 кН;
- 10. Мощность двигателя привода 500 кВт.

Расчётные значения для этого случая собственных значений  $\omega_{\rm k ar{o} t}$  ,  $T_{\rm k ar{o} t}$  ,  $f_{\rm k ar{o} t}$  соответственно равны:

$$\omega = \sqrt{\frac{\pi G(D+d)(D-d)}{3M_{\delta\kappa}l_{\delta\kappa}}} =$$

$$=\sqrt{\frac{3,14\cdot7,7\cdot10^{10}(114+100)(114-100)\cdot10^{-6}}{3\cdot143\cdot10^3\cdot3547}}=0,58\ \mathrm{c}^{-1}$$

Циклическая частота – 0,58 с<sup>-1</sup> Период колебаний – 10,83 с;

Частота колебаний – 0,09 Гц.

Определим эти параметры по осциллограмме на рис. 1. Значение периода изменения градиента крутящего момента составляет – 11 с, частота – 0,09 Гц, циклическая частота – 0,57 с<sup>-1</sup> при осевой нагрузке 120 кН, что соответствует расчётным параметрам.

Иными словами результаты экспериментальных измерений полностью подтверждают теоретические расчёты частоты автоколебаний бурильной колонны.

При увеличении осевой нагрузки происходит пространственный изгиб бурильной колонны, а за счёт крутящего момента реализуется её закручивание в спираль. Длина бурильной колонны возрастает и оказывается больше глубины скважины, т.е.  $l_{\rm 6\kappa} > L_{\rm скв}$ . Момент инерции бурильной колонны возрастает, а коэффициент жёсткости вследствие спиральной деформации, уменьшается. Осциллограмма изменения градиента крутящего момента для этого случая приведена на рис. 2.

Период колебаний за счёт уменьшения жёсткости и увеличения момента инерции возрастает почти до 12 с, частота колебаний — 0,08 Гц, циклическая частота — 0,52 с<sup>-1</sup>.

При дальнейшем увеличении осевой нагрузки происходит уменьшение шага спирали бурильной колонны, увеличивается степень прижатия изгибных полуволн к стенкам скважины, возникают биения (вибрации) частота которых определяется числом узлов изгибных полуволн при пространственной деформации бурильной колонны. Эти теоретические предпосылки хорошо иллюстрируются осциллограммами на рис. 3 и рис. 4, при этом с ростом осевой нагрузки возрастает число узлов спирали, что приводит к увеличению частоты вибраций рис. 4.

При роторном бурении крутящий момент создаётся в верхнем сечении бурильной колонны, расположенном непосредственно в зажимах ротора. Величина момента



Рис. 1. Осшиллограмма динамического наброса момента при осевой нагрузке 120 кН.







Рис. З. Осциллограмма динамического наброса момента при осевой нагрузке 160 кН.



Рис. 4. Осциллограмма динамического наброса момента при осевой нагрузке 180 кН.

должна быть больше суммы моментов, необходимых для преодоления сопротивлений трения бурильной колонны в скважине и для вращения породоразрушающего инструмента в процессе углубления скважины.

В вертикальной скважине момент сопротивления, вызванный трением возникает как в сжатой, так и в растянутой частях бурильной колонны. Величина момента сопротивления в соответствии с установившимся характером движения участков колонны определяется в зависимости от радиуса вращения. Для колонны вращающейся вокруг собственной оси, радиус вращения определяется половиной диаметра колонны, при вращении вокруг оси скважины – радиусом скважины.

Для участка сжатой части колонны справедливо [5]:

$$M_{C\mathcal{K}} = \frac{q^2 R_{c\kappa\sigma} D_{mp} \mu}{24 E I} \cdot l_{C\mathcal{K}}^3 \quad . \tag{11}$$

Для участка растянутой части колонны

$$M_{pac} = F_{pac} \mu \frac{D_{mp}}{2} \quad . \tag{12}$$

Отсюда суммарный момент сопротивления

$$M_{\Sigma} = \frac{q^2 R_{c\kappa\sigma} D_{mp} \mu}{24EI} \cdot l_{c\kappa\sigma}^3 + F_{pac} \mu \frac{D_{mp}}{2} \quad , \qquad (13)$$

где EI – жёсткость колонны на изгиб;

 $F_{\rm pac}$  – реакция стенок скважины на растянутую часть колонны, H;

*R*<sub>скв</sub> – радиус скважины, м;

µ – коэффициент сопротивления.

Для реализации процесса углубления скважины необходимо, чтобы крутящий момент на валу привода буровой установки был больше  $M_{\Sigma}$ , т.е.

$$M_{\kappa p} > M_{\Sigma} = \frac{q^2 R_{c\kappa e} D_{mp} \mu}{24 E I} \cdot l_{c\kappa}^3 + F_{pac} \mu \frac{D_{mp}}{2} \quad (14)$$

Добавив к приведённым параметрам примера значения:  $E = 2 \cdot 10^{11}$  Па;  $I = 0.45 \cdot 10^{-5}$  м<sup>4</sup>;  $F_{pac} = 1170$  Н;

$$\lambda_{
m cp}$$
= 27,75 м;  $\mu$  = 0,2;  $rac{D_{mp}}{2}$ = 0,107 м получим  $M_{\Sigma}$ = 124 Нм,

т.е.  $M_{\rm кp}$  > 124 Нм.

На осциллограмме рис. 5 приведено значение крутящего момента в реальном времени, соответствующее расчётным данным, т.е. 365 Нм > 124 Нм.

Изменение градиента крутящего момента на выходе вариационной структуры определяется соотношением:

$$\frac{\frac{dN}{dt}}{\frac{dn}{dt}} = \frac{\frac{\Delta N}{\Delta t}}{\frac{\Delta n}{\Delta t}} = gradM \quad , \tag{15}$$

где  $\frac{dN}{dt}$  – быстрота изменения мощности привода, кВт/с;

 $\frac{dn}{dt}$  – скоростные изменения угловой скорости бурильной

колонны, с<sup>-2</sup>;

 $\Delta t \rightarrow 0$  – ограниченный отрезок времени.

Зададим конкретное изменение мощности на валу привода для рассматриваемого примера на 40% за

время 0,5 сек. Тогда  $\Delta N = 200$  кВт, а  $\Delta n = 24$  с<sup>-1</sup>. Соответствующие скорости изменения  $v_N = 400$  кВт/с;  $v_n = 48$  с<sup>-2</sup>

отсюда 
$$grad M = \frac{V_N}{V_n} = 8,33 \frac{\kappa H_M}{c}$$
.

На рис. 6 представлена осциллограмма измерения мощности привода в реальном времени. Для отрезка времени  $\Delta t = 0.5$  с согласно осциллограмме приращение мощности составит порядка 185 кВт, отсюда быстрота изменения мощности  $v_{\rm N} = 370$  кВт/с при  $v_{\rm n} = 46$  с<sup>-2</sup>

grad 
$$M = \frac{v_N}{v_n} = 8,04 \frac{\kappa H M}{c}$$
.

Для полной достоверности полученных результатов рассмотрим осциллограмму grad M, приведённую на рис 4.

Здесь, в реальном времени изображён наброс крутящего момента, амплитуда колебаний которого, вызванная биениями колонны бурильных труб о стенки скважины изменяется по огибающей амплитуды крутильных автоколебаний, частота которых была определена ранее. При этом, для временной координаты равной  $\Delta t = 0,5$  с гра-

диент крутящего момента составляет 8,1  $\frac{\kappa H_{\mathcal{M}}}{c}$  .

#### Выводы

1. Частота колебаний биений зависит от осевой нагрузки, при повышении которой растёт число узлов изгибных полуволн и повышается частота биений.



Рис. 5. Осциллограмма момента при осевой нагрузке 120 кН.



Рис. Б. Осциллограмма момента при осевой нагрузке 180 кН.

2. Основные теоретические положения, определяющие собственную частоту и период крутильных колебаний бурильной колонны, взаимоотношение крутящего момента и момента сопротивления, обусловленного плоским изгибом колонны, и также наличие градиента крутящего момента в процессе углубления скважины, подтверждаются результатами экспериментальных исследований.

3. Для измерения динамических параметров бурильной колонны в процессе углубления скважины возможно успешное использование вариационной структуры измерения.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Перминов Б.А., Перминов В.Б. Устройство для измерения крутящего момента, патент №8342, 1997.

2. Перминов Б.А., Перминов В.Б. Измеритель крутящего момента, патент №1794243, 1993.

3. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу электродвигателя буровых установок // «Инженер-нефтяник». М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», – 2011. – №2. – с. 33–35. 4. Майоров И.К. Спиральный продольный изгиб колонны труб в скважине // Нефтяное хозяйство. – М.: 0А0 «НК «Роснефть», – 1966. – №4. – с. 28–32.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Perminov B.A., Perminov V.B. Torque-measuring device. Patent № 8342, 1997.

2. Perminov B.A., Perminov V.B. Torque-measuring device. Patent № 1794243, 1993.

3. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Derivative (variation) pattern of torquemeter mechanism for drilling rig electric engine shaft // Oil-Engineer - M: IDS Drilling Group, - 2011. - № 2. - p. 33-35.

4. Mayorov I.K. Spirally longitudinal bending of drill string inside well // Neftyanoe hozyaystvo. – M.: OAO NK Rosneft, - 1966. – №4. – p. 28–32.

VAK 622.245.42

# Результаты исследований моюших свойств утяжеленных буферных жидкостей

Н.И. Николаев - доктор техн. наук, профессор; Табатабаи Моради Сейед Шахаб - магистрант (Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Буферные жидкости представляют собой специальные составы, закачиваемые в скважину перед тампонажным раствором с целью разделения двух разнородных по физико-химическим свойствам растворов. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост давления в 1,4-1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4-0,6. Смешение бурового и тампонажного растворов может привести к потере подвижности тампонажного раствора и его недоподъему до проектной высоты.

Кроме разделения бурового и тампонажного растворов, буферные жидкости должны выполнять ряд функций, в том числе эффективно очищать стеки колонны и скважины от остатков бурового раствора для качественного сцепления цементного камня с контактирующими поверхностями. Если на обсадных колоннах и/или на стенке скважины останется даже тонкий слой бурового раствора, то адгезия цементного раствора с породой и трубами будет существенно снижена. Эта проблема особенно актуальна при креплении скважин в условиях высоких температур, при которых буферные жидкости должны сохранять физико-химические свойства, быть седиментационно устойчивым, обеспечивать минимальное разупрочняющее действие на устойчивость пород и иметь химическую инертность [1, 2].

Целями проведенных исследований являются выявление наиболее эффективных буферных жидкостей, содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ) в качестве активного компонента, и определение влияния добавления кварцевого песка к их составу на моющие свойства буферных жидкостей.

Для увеличения моющей способности буферной жидкости в воду вводят различные добавки. Наибольшее внимание уделяется моющим буферным жидкостям на основе водных растворов ПАВ [3]. При применении утяжеленных буферных жидкостей наблюдается снижение моющих свойств буферных жидкостей [4]. Утяжеленные буферные жидкости применяют в условиях, когда в геологическом разрезе скважин встречаются соляные купола и хемогенные отложения, осложненные интервалы в виде осыпей и обвалов пород и зоны с аномально высокими пластовыми давлениями.

Хотя утяжеленные буферные жидкости выполняют своё основное назначение разделение бурового и тампонажного растворов, однако при этом они сами остаются на стенках колонны и скважины. При этом высокая вязкость и плотность утяжеленных буферных жидкостей не позволяет реализовать турбулентный режим течения, при котором достигается высокая степень вытеснения бурового раствора [4, 5].

В данной работе определено 3 основных системы утяжеленных буферных жидкостей

утяжеленных оуферных жидкостей (табл. 1), отличающихся по типу используемых полимеров. В этих системах в качестве утяжелителя использован гематит, который повышает плотность полученных буферных жидкостей. Седиментационная устойчивость утяжеленных буферных жидкостей обеспечивается использованием различных полимеров (КМЦ и гипан). Гипан готовился из сухого реагента ВПРГ 15% водной концентрации.

Исследованы 0,5%-е растворы ПАВ и их моющие свойства. В качестве ПАВ использованы ОП-10 неионогенного класса, катамин АБ катионоактивного класса и додесил сульфат натрия анионоактивного класса.

До сих пор нет стандартных методик для оценки моющей способности буферной жидкости. При определении моющей способности буферной жидкости с помощью ротационного вискозиметра, эффективность вытеснения бурового раствора с поверхности цилиндрического ротора оценивают по уменьшению веса ротора в результате действия буферной жидкости [6, 7].

При этом методе моющая способность воды составляет 58%. Мо-

ющая способность воды служит в качестве основы сравнения моющих способностей остальных систем буферных жидкостей. В табл. 2 приведены результаты измерений моющей способности различных буферных жидкостей.

Полученные результаты показывают, что в целом наибольшей моющей способностью обладают буферные системы, содержащие неионогенное поверхностно-активное вещество ОП-10.

В практике известно, что буферные жидкости с абразивными материалами показывают более эффективную моющую способность. Исследованиями установлено, что при движении эрозионной буферной жидкости частицы кварцевого песка бомбардируют поверхность глинистой корки и нарушают ее целостность. Затем следует разрушение рыхлого слоя глинистой корки и внедрение песка в оставшуюся плотную часть корки. Последнее способствует увеличению плотности контакта цементного кольца со стенками скважины.

В связи с этим важное значение имеет изучение влияние добавления абразивного материала (кварцевого песка) на моющие свойства буферных систем. С этой целью добавлен кварцевый песок до 5% к системам буферных жидкостей, содержащих неионогенное поверхностно-активное вещество ОП-10. В табл. 3 приведены моющие способности абразивных буферных систем.

№ раствора	Содержание (массовая доля, %)	Плотность, г/см³
1	КМЦ (0,5), вода(59), гематит(40)	1,7
2	КМЦ (1), гипан(21,5), вода(44), гематит(33)	1,8
3	Гипан+вода (61,5), гематит (38)	1,7

Таблица 1. Системы буферных жидкостей для анализа моющей способности.

Таблица 2.	Моющие	способности	водных	растворов	ΠAB.
------------	--------	-------------	--------	-----------	------

Nº	Моющая способность при 0,5 % концентрации ПАВ, %							
раствора	0П-10	Катамин АБ	додесил сульфат натрия					
1	61,13	58,1	59,11					
2	65	59,3	61,2					
3	69,21	61,5	65,24					

Таблица 3. Влияние добавления кварцевого песка на моющие свойства буферных жидкостей.

№ раствора	Содержание (массовая доля, %)	Моющая способность 0,5%-х растворов ПАВ при добавке кварцевого песка, %		
		0	5	
1	КМЦ (0,5), вода (59), гематит (40), ОП-10 (0,5)	61,13	66,21	
2	КМЦ (1), гипан (21,5), вода (44), гематит (33), ОП-10 (0,5)	65	70,25	
3	Гипан+вода (61,5), гематит (38), ОП-10 (0,5)	69,21	75,23	

Из данных таблиц и рис. 1 следует, что буферные жидкости, COдержащие гипан в качестве полимера обладают моющей способностью выше, чем с КМЦ. Это обусловлено увеличением вязкости системы с КМЦ, в связи с чем на поверхности металла остается слой буферной жидкости.

Оценивая действие ПАВ заключить, можно ЧТО наиболее эффективное моющее действие показывают буферные жидкости, содержащие неионогенное поверхностно-активное вешество ОП-10, а самыми низкими моющими СПОсобностями обладают буферные жидкости, содержащие катионо-активное



Рис. 1. Моюшие способности систем буферных жидкостей.

поверхностно-активное вещество катамин АБ.

Добавление в буферную жидкость кварцевого песка (до 5%) повышает её моющую способность в среднем на 6%, что вызвано турбулизацией потока при низких скоростях движения. Таким образом, наибольшую эффективность по моющей способности имеет утяжеленная буферная жидкость на водной основе, содержащая сухой реагент ВПРГ, ОП-10 и кварцевый песок в соотношении 8:0,5:5.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Сафарханов Р.Р., Нестеров Е.М., Деминская Н.Г. Повышение качества крепления скважин путем оптимизации составов буферной жидкости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2010. - № 11. – с. 43-45.

2. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / Токунов В.И., Саушин А.З. - М.: 000 «Недра-Бизнесцентр», 2004. - 711 с.

3. Куксов А.К., Меденцев В.М., Шамина Т.В. Низковязкие моющие буферные жидкости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – №9. – с. 15-17.

4. Ахрименко В.Е., Ахрименко З.М. Об эффективности низковязких буферных жидкостей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2009. - №5. – с. 42-45.

5. Рогов Е.А. Выбор буферных жидкостей при цементировании газовых скважин // Газовая промышленность. М.: ОАО «Газпром», – 2008. - №2. – с. 54-56.

6. Lee Berry S. Optimization of synthetic-based and oil-based mud displacements with an emulsion-based displacement spacer system, SPE-95273-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas 9-12 October 2005.

7. Maserati G., Daturi E., Del Gaudio L., Belloni A., Bolzoni S. Nano-emulsions as cement spacer improve the cleaning of casing bore during cementing operations, SPE-133033-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Safarhanov R.R., Nesterov E.M., Deminskaya N.G. Cementing: improving by optimization of spacer composition // Onshore and offshore oil-gas well drilling. - M.: OAO «VNIIOJENG», 2010. – №11. – p. 43–45.

2. Tokunov V.I Process liquids and compositions to improve oil and gas well productivity. Tokunov V.I., Saushin A.Z.- M.: 000 «Nedra-Biznescentr», 2004. – p. 711.

3. Kuksov A.K., Medencev V.M., SHamina T.V. Lowviscousspacers // Onshore and offshore oil-gas well drilling. M.: OAO «VNIIOJENG», 1999. – №9. – p. 15–17.

4. Ahrimenko V.E., Ahrimenko Z.M. Lowviscousspacers: their efficiency // Onshore and offshore oil-gas well drilling. - M.: OAO «VNIIOJENG», 2009. – №5. – p. 42–45.

5. Rogov E.A. Spacerselection for gas well cementing // Gas industry. M.: OAO «Gazprom», – 2008. - №2. – p. 54-56.

6. Lee Berry S. Optimization of synthetic-based and oil-based mud displacements with an emulsionbased displacement spacer system, SPE-95273-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas 9-12 October 2005.

7. Maserati G., Daturi E., Del Gaudio L., Belloni A., Bolzoni S. Nano-emulsions as cement spacer improve the cleaning of casing bore during cementing operations, SPE-133033-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010.

# Методика оценки влияния пластовых вод на усталостную прочность насосно-компрессорных труб

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; Е.С. Юшин – ассистент (Ухтинский государственный технический университет)

Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений осуществляется с использованием колонн насоснокомпрессорных труб (НКТ), которые подвергаются статическим, переменным циклическим и комбинированным нагрузкам, а также деструктивным действием на металл труб коррозионно-активных пластовых вод. Высокоминерализованные воды нефтегазовых месторождений, содержащие такие агрессивные компоненты как H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>, способствуют не только развитию коррозионных процессов, но и оказывают влияние на прочностные характеристики НКТ. В связи с этим, при прогнозировании и расчете ресурса колонн НКТ необходимо учитывать снижение прочностных характеристик вследствие ускоренного разрушения при работе в сложнонапряженном состоянии под воздействием скважинных сред.

Целью настоящей работы является оценка выносливости стали НКТ под воздействием пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений с определением коэффициентов снижения предела выносливости.

Задачей работы является проведение испытаний при симметричном цикле нагружения образцов из сталей, являющихся по механическим характеристикам аналогами сталей для изготовления НКТ, в сухом воздухе и с применением агрессивных эксплуатационных сред.

Поставленная задача решалась при помощи машины МУИ-6000, позволяющей проводить испытания при циклическом нагружении по схеме чистого изгиба вращающегося образца [1]. Для проведения испытаний с коррозионной средой на станину машины устанавливалась герметичная камера 1 с подводом 2 струйным способом и отводом 3 рабочего агента. Машина для проведения усталостных испытаний МУИ-6000 с установленной рабочей камерой представлена на рис. 1.

Для проведения механических испытаний сталей были изготовлены в заводских условиях 9 партий гладких образцов круглого профиля с диаметром корсетной рабочей части d = 10 мм и радиусом R = 50 мм.

Партии испытательных образцов изготовлялись механическим точением из пруткового сортового горячекатаного проката одной поставки для каждого материала согласно ГОСТ 25.502–79 [2] из углеродистой конструкционной стали 45, хромистой стали 40Х и высококачественной хромомолибденовой стали 30ХМА. Рабочую часть образцов фрезеровали и, с целью доведения параметра шероховатости до норм, предусмотренных ГОСТ 25.502–79 ( $R_a = 0.32 \div 0.16$  мкм), рабочая часть образцов была подвергнута шлифовке и полировке. Для каждой из трех марок сталей были изготовлены по 3 партии из 15 однотипных гладких образцов. Образец для усталостных испытаний изображен на рис. 2.

Соответствие массовых долей основных элементов исследуемых сталей требованиям ГОСТ, а также сравнение с массовыми долями элементов, заявленными в сертификате качества на продукцию, устанавливалось методами неразрушающего химического анализа рентгенофлуоресцентной спектрометрией с помощью портативного анализатора DELTA DP 2000 и оптико-эмиссионной спектрометрией с использованием стационарного анализатора ARL QuantoDesk. Рентгенофлуоресцентная спектрометрия реализована непосредственно на партиях образцов для коррозионно-усталостных испытаний, так как образцы полностью соответствуют требованиям к проведению анализа и не требуют дополнительной подготовки. Для оптико-эмиссионного спектрального анализа при помощи спектрометра ARL QuantoDesk из пруткового проката для каждой из трёх марок сталей



Рис. 1. Машина для проведения усталостных испытаний МУИ–6000 с установленной рабочей камерой.

#### ΜΕΤΟΔИΚΑ ΟЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОΔ НА УСТАЛОСТНУЮ ПРОЧНОСТЬ...



#### Рис. 2. Образец для проведения усталостных испытаний.

были изготовлены по одному образцу. В соответствии с ГОСТ Р 54153-2010 [3] для каждого из образцов было выполнено по два измерения (прожига) в условиях повторяемости и осуществлена проверка приемлемости полученных результатов. Химический состав (масс. %) сталей для изготовления образцов согласно нормативным документам, сертификату качества продукции и результатам спектрометрии приведен в табл. 1. По результатам неразрушающего анализа можно утверждать, что поэлементный химический состав исследуемых сталей соответствует требованиям, как нормативных документов, так и сертификатов качества продукции. Массовые доли фосфора Р и серы S по результатам оптикоэмиссионного анализа не превышают 0,003% масс для сталей 45 и 40Х, а для стали 30ХМА эти показатели составляют менее 0,008% масс, что существенно меньше допустимого предела, равного 0,045% масс для сталей НКТ по требованиям ГОСТ 633-80.

Оценка механических характеристик сталей и расчет уровней испытательных напряжений были произведены по результатам твёрдометрии с использованием ультразвукового твёрдомера МЕТ-У1А. Измерения проводились

Таблица 1. Химический состав (масс. %) сталей для изготовления образцов согласно нормативным документам, сертификату качества продукции и результатам спектрометрии.

	Массовая доля основных элементов, %									
Сталь	С	Mn	Si	Р	S	Cr	Ni	Cu	Мо	Ti
	Согласно требованиям ГОСТ 4543–71, ГОСТ 1050–88									
45	0,42–0,50	0,50–0,80	0,17–0,37	< 0,035	< 0,04	< 0,25	< 0,3	< 0,3	-	_
40X	0,36–0,44	0,50–0,80	0,17–0,37	< 0,035	< 0,035	0,80–1,10	< 0,3	< 0,3	< 0,15	< 0,03
30XMA	0,26–0,33	0,40–0,70	0,17–0,37	< 0,025	< 0,025	0,80–1,10	< 0,3	< 0,3	0,15–0,25	< 0,03
			Согласн	о сертифи	кату качес	тва продукц	ии			
45	0,44	0,56	0,21	0,009	0,03	0,13	0,1	0,26	-	_
40X	0,38	0,58	0,28	0,017	0,025	0,87	0,11	0,25	0,01	0,005
30XMA	0,28	0,52	0,34	0,017	0,02	0,95	0,15	0,15	0,22	I
	По результа	атам рентген	офлуоресцен	ітной спек	грометрии	портативным	и анализ	атором	DELTA DP 200	00
45	0,43	0,58	0,25	< 0,03	< 0,04	0,21	0,07	0,19	0,012	< 0,15
40X	0,39	0,62	0,37	< 0,01	< 0,01	0,92	0,09	0,2	0,011	< 0,04
30XMA	0,27	0,56	0,35	< 0,02	< 0,04	0,97	0,15	0,16	0,21	< 0,19
	По резуль	татам оптикс	-эмиссионнс	ой спектро	метрии ста	ционарным а	анализат	ором АБ	L QuantoDes	k
45	0,41	0,51	0,22	< 0,003	< 0,003	0,17	0,08	0,19	0,05	< 0,001
40X	0,39	0,53	0,19	< 0,003	< 0,003	0,87	0,11	0,17	0,12	< 0,003
30XMA	0,27	0,54	0,31	< 0,008	< 0,008	0,82	0,15	0,15	0,24	< 0,002

по шкале Виккерса с автоматическим переводом в значения твердости по Бринеллю. Для каждого из образцов было произведено по 5 измерений параметра твердости, соответственно для каждой из марок сталей получено 15 результатов, которые были переведены в предел кратко-временной прочности  $\sigma_{\rm B}$  по требованиям ГОСТ 22761–77 [4], а также усреднены и сведены к единому значению. Результаты твёрдометрии сталей и пересчёта в предел кратковременной прочности  $\sigma_{\rm B}$  сведены в табл. 2.

Полученные значения пределов кратковременной прочности  $\sigma_{\rm B}$  исследуемых сталей позволяют соотнести материалы по этому параметру со сталями НКТ следующих групп прочности: сталь 45 – группа прочности «Д» ( $\sigma_{\rm B}$  не менее 655 МПа), сталь 40Х – группа прочности «Е» ( $\sigma_{\rm B}$  не менее 689 МПа) и сталь 30ХМА – группа прочности «Л» ( $\sigma_{\rm B}$  не менее 758 МПа).

Для каждой из марок сталей рассчитаны уровни максимальных испытательных напряжений  $\sigma_a$  исходя из следующей зависимости, МПа

$$\sigma_{\rm a} = 0,625 \cdot \sigma_{\rm B} \quad . \tag{1}$$

Последующие напряжения рассчитывались согласно условию по ГОСТ 25.502–79, при котором не менее половины испытуемых образцов не должны разрушиться до базы испытаний.

При моделировании испытательных эксплуатационных условий применены агрессивные агенты, в качестве которых были использованы пластовые воды Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений Республики Коми. Результаты количественного химического анализа пластовых вод представлены в табл. 3.

Как видно, по параметру pH и растворенному кислороду (мг $O_2/л$ ) рассматриваемые пластовые воды практически аналогичны. Пластовая вода Западно-Тэбукского месторождения более минерализована, чем вода Усинского месторождения (в 1,6 раза) и имеет в своем составе более высокую массовую концентрацию кальция  $Ca^{2+}$ , натрия  $Na^+$ , хлоридов  $Cl^-$  и сульфатов  $SO_4^{2-}$ .

Коррозионно-усталостные испытания проводились на 5 уровнях напряжений, рассчитанных исходя из значения предела кратковременной прочности В каждой марки стали. За основной критерий при определении предела выносливости и предела ограниченной выносливости

Марка стали	Твердость НВ, МПа		Предел кратковременной прочности о <sub>в</sub> , МПа		ерсия МПа²	артное нение МПа	ициент ации ), %	днее ение МПа	днее іение МПа	ппа сти НКТ			
	Обр. №1	Обр. №2	Обр. №3	Обр. №1	Обр. №2	Обр. №3	Дисп. D(x),	Станда откло о( <i>x</i> ),	Коэфф вари <i>V</i> (x)	Сре, знач НВ,	Сре, знач о <sub>в</sub> ,	Гру прочноо	
	2010	1999	1892	687	684	651							
	1950	1883	1922	670	648	660							
45	1981	1852	1950	679	640	670	2547	50,46	2,62	1930	663	«Д»	
	1970	1901	1970	676	654	676							
	1912	1852	1901	657	640	654							
	2157	2293	2244	734	776	762	2719						
	2108	2177	2256	718	739	765							
40X	2226	2137	2146	756	727	730		52,14	52,14 2,37	2200	747	«Е»	
	2205	2215	2195	748	752	745							
	2256	2157	2226	765	734	756							
	2206	2264	2226	748	768	756							
	2264	2235	2244	768	759	762							
30XMA	2284	2324	2157	774	785	734	2155	46,42	2,06	2255	765	«Л»	
	2293	2293	2293	776	776	776							
	2226	2313	2205	756	782	748							

Таблица 2. Результаты твердометрии образцов и пересчета в предел кратковременной прочности  $\sigma_{R}$ .

на базе 10<sup>7</sup> циклов было принято полное разрушение испытательных образцов. Результаты исследований образцов приведены в табл. 4.

По результатам этих исследований построены графики. Построение кривых выполнено в полулогарифмической системе координат методом наименьших квадратов. Кривые усталости (1) и коррозионной усталости (2 и 3) гладких образцов металлов диаметром 10 мм приведены на рис. 3.

Из табл. 4 и графиков видно, что предел выносливости сталей в сухом воздухе составил 0,497 $\div$ 0,513 от  $\sigma_{\rm B}$ , определенного по результатам твердометрии в соответствии с ГОСТ 22761–77 [4]. Экспериментальные результаты сравнили с расчетными значениями, полученными из эмпирического выражения С.Л. Жукова [5].

При этом формула для расчета соотношения  $\sigma_{{}_1}/\,\sigma_{{}_B}$  получила вид, МПа

$$\frac{\sigma_{_{-1}}}{\sigma_{_{B}}} = \frac{0,27 \cdot \sigma_{_{B}} + 185}{\sigma_{_{B}}} \quad (2)$$

Как видно из табл. 4, экспери-

ментальные значения  $\sigma_{-1} / \sigma_{\rm B}$  вполне соответствуют расчетным. Относительная ошибка для стали 45 не превысила 7,0%, для стали 40Х оказалась равной 4,0%, а для стали 30ХМА составила 2,6%, причем значения относительной ошибки уменьшаются с повышением предела кратковременной прочности стали  $\sigma_{\rm B}$ .

Из таблицы также видно, что предел ограниченной выносливости сталей на базе 107 циклов при испытаниях под воздействием пластовой воды Усинского нефтяного месторождения составил 0,12÷0,17 от  $\sigma_{\rm B}$ , под воздействием пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения – 0,11÷0,15 от  $\sigma_{\rm B}$ . Это свидетельствует о сильном

влиянии минерализованной среды на структуру сталей при циклических нагрузках. Их выносливость в условиях эксперимента снизилась практически на 80–90% от первоначальной.

Более минерализован-И содержащая ная В составе больше своем растворенного кислорода пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения снижает предел выносливости сталей для НКТ на 10÷20 МПа больше по сравнению с пластовой водой Усинского нефтяного месторождения.

**Таблица 3.** Результаты количественного химического анализа пластовых вод.

Наимонование показателя	Величина	показателя
Паименование показателя	Усинское	Западный Тэбук
Величина pH, ед. pH	6,74	6,46
Растворенный кислород, мг O <sub>2</sub> /л	7,214	7,722
Взвешенные вещества, мг/л	0,282	0,351
Плотность р, г/см <sup>3</sup>	1,056	1,097
Массовая концентрация, мг/л:		
– кальция Ca <sup>2+</sup>	5600	10020
– магния Mg <sup>2+</sup>	4012,8	2128
– натрия Na+	16014,2	33948
– калия K <sup>+</sup>	271,7	855
– хлоридов Cl <sup>-</sup>	46505	68241,25
– сульфатов SO <sub>4</sub> <sup>2–</sup>	102	465
– гидрокарбонатов НСО3	347	134,2

Коэффициент коррозионного влияния пластовых вод на усталостную прочность сталей  $K_{\text{кор.}}$  по результатам механических испытаний рассчитывался по известной зависимости [6]:

$$K_{\text{kop.}} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1 \text{kop.}}},$$
(3)

где  $\sigma_{-1}$  - предел выносливости стали в сухом воздухе, МПа;  $\sigma_{-1 \kappa o p.}$  - ограниченный предел выносливости стали при испытании с пластовой водой, МПа.

Соответственно, чем больше коэффициент  $K_{\text{кор.}}$ , тем выше степень коррозионного влияния на снижение усталостной прочности сталей. Расчетные коэффициенты

Таблица 4. Результаты исследований образцов.

				$\sigma_{\text{-1}} / \sigma_{\text{B}}$					
Марка стали	<sub>σв</sub> , МПа	σ <sub>-1</sub> , МПа	Результаты испытаний	Результаты по С.Л. Жукову	Относительная ошибка, %	σ <sup>Ус</sup> -1кор., МПа	σ <sup>3т</sup> -1кор., МПа	$\frac{\sigma_{_{-1 \kappa op.}}^{\nu_c}}{\sigma_{_B}}$	$\frac{\sigma_{-1 \text{kop.}}^{3T}}{\sigma_{B}}$
45 40X 30XMA	663 747 765	340 371 382	0,513 0,497 0,499	0,549 0,517 0,512	7,0 4,0 2,6	81 112 127	72 96 114	0,12 0,15 0,17	0,11 0,13 0,15
Примечание: $\sigma_{\rm B}$ – предел кратковременной прочности, МПа; $\sigma_{-1}$ – предел вы- носливости в воздухе, МПа; $\sigma_{-1 {\rm кор.}}^{\rm Vc}$ – предел ограниченной выносливос- ти под воздействием пластовых вод Усинского (Ус) и Западно-Тэбукского (ЗТ) нефтяных месторождений. МПа									

#### ΜΕΤΟΔИΚΑ ΟЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОΔ НА УСТАЛОСТНУЮ ПРОЧНОСТЬ...



Рис. Э. Кривые усталости (1) и коррозионной усталости (2 и 3) гладких образцов металлов диаметром 10 мм 1 – в сухом воздухе;

2 – при струйной подаче пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения;

3 – при струйной подаче пластовой воды Усинского нефтяного месторождения.

влияния пластовых вод на усталостную прочность сталей для НКТ представлены в табл. 5.

Как видно из табл. 5, по мере повышения прочности стали (табл. 2) коэффициент коррозионного влияния среды К<sub>кор.</sub> снижается, что свидетельствует о повышении разрушению, сопротивления стали усталостному причем в среде с более высокой минерализацией и насыщенностью кислородом (Западно-Тэбукское нефтяное месторождение) это влияние более активно, но для разных сталей эта активность различна. Так, для стали 45 изменение минерализации с 79,5 до 129,2 мг/л снижает сопротивляемость усталостному разрушению в 1,20 раза (увеличение коэффициента К<sub>кор.</sub> на 20%), а для сталей 40Х и 30ХМА это снижение составляет соответственно 1,17 (увеличение коэффициента К<sub>кор.</sub> на 17%) и 1,11 (увеличение коэффициента К<sub>кор.</sub> на 11%) раз. Из этого

Таблица 5. Расчетные коэффициенты влияния пластовых вод на усталостную прочность сталей НКТ.

Марка	Коэффициент коррозионн	Увеличение	
стали	Усинское м.	Западно-Тэбукское м.	Ккор, %
45	3,92	4,72	20
40X	3,31	3,87	17
30XMA	3,01	3,35	11

анализа видно также, что сопротивляемость усталостному разрушению выше для сталей с большей прочностью.

В табл. 6 представлены значения изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{\text{кор.}}$  пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений на единицу прочности  $\sigma_{\scriptscriptstyle B}$  сталей.

Эти значения определялись по формуле

$$\delta K_{\text{kop.}} = \frac{K_{\text{kop.}}}{\sigma_{\text{R}}} \,. \tag{4}$$

Полученные результаты сравнили с исследованиями, проведенными авторами [7] для стали 40ХН ( $\sigma_{\rm B}$  = 705 МПа;  $\sigma_{\rm B}$  = 785 МПа) в водах, минерализованных поваренной солью NaCl после проведения аналогичных расчетов при соответствующих значениях минерализации, выборки смешали и построили совместные графики (рис. 4). Как

видно из этих графиков, совмещенные выборки отличаются высокой теснотой стохастической связи: коэффициенты детерминации в обоих случаях составляют более  $R^2 = 0.99$ . Это свидетельствует о достоверности полученных результатов в процессе эксперимента и его обработки.

По результатам, представленным в табл. 6 (на рис. 4 темные точки графика), и произведенным расчетам для стали 40ХН (на рис. 4 светлые точки графика) найдены **Таблица 6.** Значения изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{\text{кор.}}$  пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений на единицу прочности  $\sigma_{\text{в}}$  сталей.

Марка	σ, МПа	Изменение коэффициента $\delta K_{ ext{kop.}}  imes 1$	а коррозионного влияния 10³, МПа <sup>-1</sup>
стали	5	Усинское м.	Западно-Тэбукское м.
45	663	5,91	7,12
40X	747	4,43	5,18
30XMA	765	3,93	4,38



Изменение козффициента коррозионного влияния на единицу прочности δ K<sub>каа</sub> ×10<sup>°,</sup> ΜΠα<sup>-1</sup>

Рис. 4. Зависимости изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{\text{кор.}}$  от предела кратковременной прочности  $\sigma_{\scriptscriptstyle B}$  сталей 1- Западно-Тэбукское нефтяное месторождение;

2 – Усинское нефтяное месторождение

Светлые точки – интерполированные значения для стали 40ХН по исследованиям [7]

Темные точки — результаты, полученные по сталям 45, 40X и 30XIMA.

зависимости изменения коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{\text{кор.}}$  от предела кратковременной прочности  $\sigma_{\text{в}}$  сталей и получены функции их изменения в условиях пластовых вод: - Усинского нефтяного месторождения (минерализация

$$\sigma_{\rm B} = -0.5177 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{\rm kop.}^2 - 48.587 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{\rm kop.} + 967.59 , \quad (5)$$

- Западно-Тэбукского нефтяного месторождения (минерализация M = 129,2 мг/л)

$$\sigma_{_B} = 1,7768 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{_{\!\! \text{Kop.}}}^2 - 63,262 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{_{\!\! \text{Kop.}}} + 1023,08 \quad . \quad (6)$$

Значения изменения коэффициента коррозионного влияния  $K_{\text{кор.}}$  из формул (5) и (6) для пластовых вод: - Усинского нефтяного месторождения, МПа<sup>-1</sup>

$$\delta K_{\text{kop.}} = \left( \sqrt{4064,22 - 1,927 \cdot \sigma_{B}} - 46,93 \right) \cdot 10^{-3}$$
 ,

(7)

- Западно-Тэбукского нефтяного месторождения, МПа<sup>-1</sup>

$$\delta K_{\text{kop.}} = (17,80 - \sqrt{0,563 \cdot \sigma_{\text{B}} - 258,89}) 10^{-3}$$
. (8)

Таким образом, зная изменение коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{\text{кор.}}$ , появляется возможность прогнозирования предела ограниченной выносливости  $\sigma_{\text{-1 кор.}}$  других марок сталей НКТ в рассмотренном диапазоне прочностей в условиях пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.

Согласно ГОСТ 25.504–82 [8] при отсутствии экспериментальных данных относительно величины предела усталости стали в воздухе  $\sigma_{-1}$  допускается производить оценку этого параметра на основе зависимости, связанной с пределом кратковременной прочности  $\sigma_{\rm B}$ , МПа

$$\sigma_{-1} = (0.55 - 0.0001 \cdot \sigma_{B}) \cdot \sigma_{B}$$
. (9)

Следует отметить, что полученные опытным путем значения предела выносливости  $\sigma_{-1}$  для стали 45, 40X и 30XMA с достаточно высоким приближением рассчитываются по приведенной выше зависимости.

Вычислив по формулам (7) и (8) для необходимой марки стали НКТ по пределу кратковременной прочности  $\sigma_{\rm B}$  изменение коэффициента коррозионного влияния  $\delta K_{\rm kop.}$  и по формуле (9) предел усталости  $\sigma_{-1}$ , рассчитывается значение предела ограниченной выносливости  $\sigma_{-1 \rm kop.}$  стали при воздействии пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений, МПа

$$\sigma_{-1 \text{ kop.}} = \frac{\sigma_{-1}}{\delta K_{\text{ kop.}} \cdot \sigma_{\text{B}}}.$$
 (10)

Учитывая (7), (8) и (9), получаем

выражения для расчета предела ограниченной выносливости. сталей НКТ через предел кратковременной прочности ов для пластовых вод:

- Усинского нефтяного месторождения  $\sigma_{_{-1 \text{кор.}}}^{y_c}$ , МПа  $\sigma_{_{-1 \text{кор.}}}^{y_c} = \frac{0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_{_B}}{\left(\sqrt{4064,22 - 1,927 \cdot \sigma_{_B}} - 46,93\right) \cdot 10^{-3}}$ , (11)

- Западно-Тэбукского нефтяного месторожде-

ния 
$$\sigma_{-1 \text{кор.}}^{31}$$
, МПа  
 $\sigma_{-1 \text{кор.}}^{3T} = \frac{0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_{\text{в}}}{\left(17,80 - \sqrt{0,563 \cdot \sigma_{\text{в}} - 258,89}\right) \cdot 10^{-3}}$ . (12)

Упростив выражения (11) и (12), получаем следующие эмпирические зависимости для нахождения предела ограниченной выносливости:

#### ΜΕΤΟΔИΚΑ ΟЦЕНКИ ΒΛИЯНИЯ ΠΛΑСΤΟΒЫХ ΒΟΔ ΗΑ ΥCTAΛOCTHYЮ ΠΡΟΥΗOCTЬ...

- для Усинского нефтяного месторождения  $\sigma^{y_c}_{_{-1 \text{кор.}}},\, M\Pi a$ 

$$\sigma_{-1\kappa op.}^{\rm yc} = \frac{550 - 0.1 \cdot \sigma_{\rm B}}{\sqrt{4064,22 - 1.927 \cdot \sigma_{\rm B}} - 46.93}$$
(13)

- для Западно-Тэбукского нефтяного месторожде-

ния  $\sigma_{_{-1 \kappa op.}}^{_{3T}}$ , МПа

$$\sigma_{-1\text{kop.}}^{3\text{T}} = \frac{550 - 0.1 \cdot \sigma_{\text{B}}}{17,80 - \sqrt{0.563 \cdot \sigma_{\text{B}} - 258,89}} \quad . \tag{14}$$

Таким образом, полученные эмпирические зависимости (13) и (14) позволяют произвести оценку предела ограниченной выносливости  $\sigma_{-1 кор.}$  для сталей других марок и групп прочностей НКТ в рассмотренном диапазоне.

К примеру, для стали 37Г2С (группа прочности «К»,  $\sigma_{\rm B}$  = 687 МПа):

- для условий Усинского нефтяного месторождения (минерализация пластовой воды близка к 80 мг/л) предел ограниченной выносливости  $\sigma_{-1 \text{кор.}}^{\text{Ус}}$  составит, МПа

$$\sigma_{-1 \text{ kop.}}^{\text{yc}} = \frac{550 - 0, 1 \cdot 687}{\sqrt{4064, 22 - 1,927 \cdot 687} - 46,93} = 89 \text{ MIIa}$$

- для условий Западно-Тэбукского нефтяного месторождения (минерализация пластовой воды близка к 130 мг/л) предел ограниченной выносливости  $\sigma_{-\rm Ixop.}^{3T}$  будет равен, МПа

$$\sigma_{-1\text{ kop.}}^{3\text{T}} = \frac{550 - 0.1 \cdot 687}{17,80 - \sqrt{0.563 \cdot 687 - 258,89}} = 74 \text{ M}\Pi\text{a}$$

Таким образом, в статье экспериментально и теоретически обоснованы подходы к оценке выносливости сталей для НКТ под воздействием пластовых вод различной минерализации.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Юшин, Е.С. К методике коррозионно-усталостных испытаний образцов НКТ при изгибе с вращением на машине МУИ-6000 / Е.С. Юшин, И.Ю. Быков. // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – №12. – с. 23-26.

2. ГОСТ 25.502—79. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Методы испытаний на усталость – Введ. 1981—01—01. — М.: Издательство стандартов, 1979. — 32 с.

3. ГОСТ Р 54153-2010. Сталь. Метод атомноэмиссионного спектрального анализа. – Введ. 2012-01-01. – М.: Стандартинформ, 2012. – 32 с.

4. ГОСТ 22761-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия – Введ. 1979-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 6 с.

5. Степнов, М.Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний: справочник / М.Н. Степнов, А.В. Шаврин. – М.: «Машиностроение», 2005. – 488 с.

6. Карпенко, Г.В. Влияние среды на прочность и долговечность металлов / Г. В. Карпенко. – Киев: «Наукова Думка», 1976. – 127 с.

7. Северинчик, Н.А. Долговечность и надёжность геологоразведочных бурильных труб / Н.А. Северинчик, Б.В. Копей. – М.: «Недра», 1979. – 176 с.

8. ГОСТ 25.504-82. Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости. – Введ. 1983-07-01. – М.: Издательство стандартов, 2005. – 55 с.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Yushin E.S. Method for corrosion-fatigue tubing testing while rotational bending with the use of MUI-6000 testing machine / Bykov I.Yu., Yushin E.S. // Onshore and offshore oil-gas well drilling. - M.: OAO «VNII0JENG», 2011. - №12. - p. 23-26.

2. GOST 25.502–79. Stress calculation and testing for mechanical engineering. Methods for mechanical test of metals. Methods for fatigue testing. Introduction 1981–01–01. – Standard publishers, 1979. – p. 32.

3. GOSTP 54153–2010. Steel. Method for atomic emission spectral analysis. Introduction 2012–01–01– M.: Standartinform, 2012. – p. 32

4. GOST 22761–77. Metals and alloys. Method for Brinell hardness testing with the use of portable static hardometer. Introduction 1979–01–01. Standardpublishers, 2003. – p. 6

5. Stepnov M.N. Mechanical testing :experimental statistics. Manual / Stepnov M.N., SHavrin A.V. – M.: Mashinostroenie, 2005. – p. 488.

6. Karpenko G.V. Metal durability: environmental effect / Karpenko G.V. – Kiev: «Naukova Dumka», 1976. – p. 127

 Severinchik H.A. Drill pipes for exploratory drilling: reliability and durability Severinchik N.A., Kopej B.V. – M.: Nedra, 1979. – p. 176
 & GOST 25.504–82. Durability: evaluation and

8. GOST 25.504–82. Durability: evaluation and testing. Analysis technique for fatigue characteristics. Introduction 1983–07–01. – Standard publishers, 2005. – p. 55.

# Разработка ингибитора коррозии скважинного оборудования, работаюшего в высокотемпературных условиях

И.А. Стручков – аспирант; М.К. Рогачев – доктор техн. наук, профессор (Национальный минерально-сырьевой университет «Горный») С.Я. Нелькенбаум - директор (ООО «Синтез ТНП»)

Коррозионные процессы, осложняющие работу нефтедобывающей промышленности, усугубляются переходом большинства месторождений на заключительную стадию эксплуатации с повышенной обводненностью добываемых флюидов, наличием в их составе агрессивных газов и воздействием высоких температур. Анализ отечественного и мирового опыта в нефтяной отрасли по вопросам протекции скважинного оборудования от коррозии показывает, что все возрастающую роль играют способы ингибиторной защиты в связи с их наибольшей технологичностью и экономической обоснованностью.

Целью данного исследования является создание ингибитора коррозии (ИК), эффективно работающего в условиях повышенных температур, минерализации пластовых вод, содержащих значительное количество растворенного углекислого газа, выбор и обоснование оптимальной дозировки реагента с сохранением требуемых защитных свойств в двухфазных средах и приведение рекомендаций по способам его применения в промысловых условиях.

Авторами разработан ИК, лабораторные испытания которого проводились на базе лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Национального минеральносырьевого университета «Горный». Активной основой реагента является продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов. Тестирование реагента проводилось в искусственно созданных условиях работы скважинного оборудования, характерных для большинства глубокозалегающих продуктивных пластов Западной Сибири.

С целью подбора и обоснования способов применения ИК определялась водорастворимость (вододиспергируемость) ИК в нейтральной среде (дистиллированная вода) и в модели пластовой воды (МПВ) №1, ионный состав которой представлен в табл. 1. Рассчитанный солевой состав (табл. 1) использован для приготовления МПВ и дальнейшего тестирования в ней ИК.

В рассматриваемые среды подавали реагент микродозатором в концентрациях: 10, 20, 30, 40, 50 мг/л. После интенсивного перемешивания образцы ставились на отстой.

Визуальные наблюдения показали, что ингибитор при рассмотренных дозировках в исследуемых образцах

Nº	Свойства	Единица измерения	Величина
1.	Общая минерализация	мг/дм³	18444,8
2.	Содержание ионов: Ca <sup>2+</sup> Mg <sup>2+</sup> Na <sup>+</sup> Cl <sup>-</sup> HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/дм³	639 127 6338 11182 159
3.	Солевой состав воды: NaCl CaCl <sub>2</sub> MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O NaHCO <sub>3</sub>	г/дм³	15,959 1,77 1,06 0,218

Таблица 1. Ионный и солевой составы модели пластовой воды №1.

образует дисперсную систему, не расслаивающуюся в течение 3-5 дней.

Также было произведено определение нефтерастворимости реагента при концентрациях: 10, 20, 30, 40, 50 мг/л. В качестве модели нефти использовалась смесь: керосин, п-октан и орто-ксилол в соотношении 1:1:1 (с целью создания состава близкого по компонентам к реальной нефти). Эксперимент показал, что ингибитор полностью растворился в углеводородной фазе.

Однако способность ИК растворяться в нефти не означает, что при наличии двух жидких фаз он не перейдет из углеводородной в водную фазу. В связи с чем дополнительно было выполнено исследование процесса диффузии ингибитора из нефти в МПВ, основанное на определении межфазного натяжения в данной системе после добавления в нее ИК в различных концентрациях и её продолжительного статического отстоя. Эксперимент проводился по методу «всплывающей» капли с помощью тензиометра. В качестве углеводородной фазы использовалась нефть плотностью 834 кг/м<sup>3</sup> с содержанием смол 4,68% мас., асфальтенов 1,48% мас. и парафинов 4,87% мас. Результаты опыта представлены на рис. 1.

По полученным данным был определен коэффициент фазового распределения реагента равный 17:1. Это означает, что после завершения процесса диффузии концентрация ингибитора коррозии в нефти остается в семнадцать раз выше по сравнению с водной средой, что позволяет сделать вывод о том, что данный реагент относится к типу преимущественно нефтерастворимого.

На основании вышесказанного авторами данной работы предлагается добавление разработанного реагента в состав обратных эмульсий технологических водонефтяных жидкостей, используемых при обработке скважины для создания на поверхности внутрискважинного оборудования защитной ингибирующей пленки. С целью же определения оптимального значения добавляемой концентрации ИК в углеводородную среду, а также влияния ионного состава и минерализации пластовых вод в целом проявление поверхностно-активных на свойств ингибитором в нефти проводился эксперимент по измерению межфазного натяжения в системах углеводородная фазавода различной минерализации. В качестве водной фазы использовалась нейтральная среда (дистиллированная вода) и две модели пластовых вод, ионный и солевой составы которых представлены в табл. 1, 2. В качестве углеводородной фазы использовалась нефть. Результаты исследования представлены на рис. 2.

В лабораторных условиях была произведена оценка защитного действия ингибитора кор-розии в МПВ №1 и в водонефтяной

Nº	Свойства	Единица измерения	Величина
1.	Общая минерализация	мг/дм <sup>3</sup>	272720,0
2.	Содержание ионов: Ca <sup>2+</sup> Mg <sup>2+</sup> Na <sup>+</sup> Cl <sup>-</sup> SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/дм³	40913,0 4267,0 56093,0 171248,0 137,0 76,5
3.	Солевой состав воды: NaCl CaCl <sub>2</sub> MgCl <sub>2</sub> · 6H <sub>2</sub> O NaHCO <sub>3</sub> Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	г/дм³	142,49 113,29 35,68 0,105 0,202

Таблица 2. Ионный и солевой составы модели пластовой воды №2.



Рис. 1. Зависимость межфазного натяжения на границе нефтьвода от начальной концентрации реагента в нефти.



Рис. 2. Калибровочные кривые зависимости межфазного натяжения на границе нефть-вода от начальной концентрации реагента в нефти для различной минерализации воды.

эмульсии гравиметрическим методом анализа. В табл. 1 приведен ионный и солевой составы модели пластовой воды №1. В качестве углеводородной фазы использовалась модель нефти, а контрольные образцы были представлены пластинами из стали марки Ст-20. Важным параметром для данного типа исследования с целью получения адекватных результатов является продолжительность эксперимента, так как основная потеря массы образца происходит в начале опыта. В этой связи была выбрана оптимальная продолжительность исследования, составляющая 7 суток. В табл. 3 приведены условия проведения испытаний.

Коррозионные испытания выполнялись в соответствии с ГОСТ 9.908-85, ГОСТ Р 9.905-2007 и ГОСТ Р 9.907-2007 [1, 2, 3].

Скорость коррозии в г / (м<sup>2</sup> ч) вычисляли по формуле:

$$K_m = \frac{m_0 - m}{S \cdot \tau},\tag{1}$$

где  $m_0$  - масса исходного образца, г;

*m* - масса образца после испытания и удаления продуктов коррозии, г;

Таблица 3.	Условия	проведения	коррозионных
испытаний.			

Nº	Параметр	Единица измерения	Величина
1. 2. 3. 4. 5.	Сероводород Кислород Углекислый газ Температура испытаний Продолжительность испытаний	мг/дм <sup>3</sup> мг/дм <sup>3</sup> мг/дм <sup>3</sup> °С сут.	отс. следы до насыщения 80±2 7

S – площадь поверхности образца, м<sup>2</sup>

τ - время испытания, час.

Эффективность защитного действия ингибитора в % определяли по формуле:

$$Z = \frac{K_m - K_{m_2}}{K_m} \cdot 100\%,$$
 (2)

где  $K_{\rm m}$  - скорость коррозии металла в коррозионной среде, не содержащей ингибитора, г / (м² ч);

 $K_{\rm m3}$  - скорость коррозии металла в тех же условиях, но при наличии в среде ингибитора, г / (м² ч).

В лабораторных условиях производилось определение защитного действия ИК в эмульсионной системе при обводненности 90% (модель нефти и модель воды в соотношении 10:90). Защитный эффект для концентрации ингибитора в 2% по массе углеводородов, полученный в ходе эксперимента, оказался равным 89%.

С целью выявления характера проявления антикоррозионных свойств разработанного ИК в водной среде на ряде образцов исследовалось влияние 100% обводненности. Результаты измерения скорости коррозии (пересчитанные в мм/год) пластин металла в водной дисперсии ИК при различных дозировках, а также защитное действие ингибитора представлены на рис. 3.

Из графика хорошо видно, что диапазон дозировок ингибитора в водную среду, при котором поддерживается требуемая



Рис. З. Зависимость скорости коррозии, а также зашитного эффекта ингибитора коррозии от его концентрации в МПВ №1.

Таблица 4. Условия проведения коррозионных испытаний.

Nº	Параметр	Единица измерения	Величина
1. 2. 3. 4.	Сероводород Кислород Углекислый газ Температура испытаний	мг/дм <sup>3</sup> мг/дм <sup>3</sup> мг/дм <sup>3</sup> °С	отс. следы до насыщения 80±2

степень защиты образцов стали, является 30-50 мг/л.

Однако с помощью гравиметрического метода представляется возможным определить только усредненную скорость коррозии без учёта её неравномерности. Поэтому для более полного понимания как коррозионных процессов, происходящих на поверхности металла, так и противостоящего им ингибирующего действия реагента, дополнительно была определена защитная способность ИК электрохимическим методом с помощью потенциостата в соответствии с ГОСТ 9.506-87 [4]. В табл. 4 приведены условия проведения испытаний.

Моделировалась 100% обводнённость. За объём дозирования была принята наименьшая из концентраций реагента (30 мг/л), проявившая в предыдущем опыте требуемые антикоррозионные свойства. При этом защитный эффект, который показал ИК в результате исследований, равен 84%.

Полученные эмпирическим путем значения скорости коррозии являются наиболее предполагаемыми, однако в скважинных условиях они могут превосходить экспериментальные в силу многообразия протекающих процессов. В этой связи для определения рабочей дозировки реагента рекомендуется проведение его промысловых испытаний.

На основе выполненных исследований можно предложить следующие способы защиты скважинного оборудования с применением разработанного ингибитора коррозии [5]:

 создание антикоррозионной пленки на поверхности оборудования, в результате прямой промывки

> скважины водноуглеводородной эмульсией с добавлением ИК в концентрации 2% по массе углеводородов;

- использование данной эмульсии в качестве консервационной и надпакерной жидкостей как для добывающих, так и для нагнетательных скважин;

- дозирование ИК в затрубное пространство нефтедобывающей скважины.

#### Выводы

1. Создан ингибитор коррозии, работающий в условиях повышенных температур, минерализации пластовых вод, содержащих растворенный углекислый газ.

2. Доказано, что ионный состав и минерализация воды в целом не оказывают экранирующего действия на активность разработанного ингибитора коррозии в нефти.

3. Определены и обоснованы оптимальные дозировки реагента, при которых достигается высокий антикоррозионный эффект.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости [Текст]: ГОСТ 9.908-85.

2. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования [Текст]: ГОСТ Р 9.905-2007.

3. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний [Текст]: ГОСТ Р 9.907-2007.

4. Ингибиторы коррозии металлов в воднонефтяных средах [Текст]: ГОСТ 9.506-87.

5. Маркин А.Н. СО<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с.

#### <u>REFERENCES</u>

1. United system of anticorrosion and deterioration protection. Metals and alloys. Measuring method for corrosion and corrosion resistance coefficient. [Text] GOST 9.908-85.

2. United system of anticorrosion and deterioration protection. Methods for corrosion testing. General requirements. [Text] GOST P 9.905-2007

3. United system of anticorrosion and deterioration protection. Metals, alloys and metallic coating. disposal methods for corrosion products after corrosion tests. [Text] GOST P 9.907-2007.

4. Corrosion inhibitors in water and oil media. [Text] GOST 9.506-87

5. Markin A.N. CO2- corrosion of oil field equipment / Markin A.N., Nizamov R.Eh. – M.: OAO «VNIIOEHNG», 2003. – p. 188.

VAK 553.98

# Необходимость использования высокоразрешаюшей сейсморазведки на территории Самарской области

М.Д. Малыхин – канд. г-м наук, доцент; Э.И. Зиганшин - инженер (Самарский Государственный Технический университет)

Для детального изучения строения продуктивных пластов разработана и широко применяется технология высокоразрешающей сейсмики ВРС-Гео (авторы метода: Ф.Ф Хазиев, В.Л. Трофимов и др.). На основе её результатов решается задача получения информации о детальном строении реальной геологической среды.

Информация о толщинах коллекторов верейского, угленосного горизонтов, терригенной толщи девона в осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба и в его бортовых частях свидетельствуют о том, что толщины продуктивных коллекторов редко превышают 20 м (табл. 1).

Оценим, при какой форме сигнала, и самое главное, в каком частотном диапазоне выбранного сигнала можно определить отмеченные в табл. 1 толщины коллекторов по данным «традиционной» сейсморазведки. Как известно, в настоящее время, практически, все полевые

Пласт	A3	A4	Б2	B1	Дк	Д1	Д2	Д3	Д4
Скважина	Толщина коллекторов, м								
201-Южно-Золотаревская	0,8-2,8	0,9-7,0	3,7	1,2-8,2	-	0,7-14,2	18,3	20,0	1,1-8,7
31-Смагинская	0,6-1,2	1,0-4,6	9,6	22	11,6	2,5-14,0	20,4	16,9	11,1
2-Алакаевская	-	6,3-21,6	1,3-7,3	14,0	-	-	-	-	-

#### Таблица 1.

выполняются с помощью исследования сейсмических вибраторов. Сейсмический сигнал, представляющий собой результат «свёртки» зарегистрированной виброграммы, с генерируемым вибратором свипсигналом подобен сигналу Риккера. В этом случае представляется возможным вычислить период сигнала и на основании этой информации определить предельно минимальную толщину коллектора. Так, при частотном диапазоне генерируемого сигнала в полосе частот до 80 Гц и частоте максимума спектра  $f_{\rm max} =$  40 Гц, величина периода сигнала будет T = 1/40 = 0,025 сек и предельно минимальная толщина коллектора, которую можно будет определить по формуле

 $\Delta h = \frac{T}{4}V$  составит  $\Delta h =$  24 м, где V- скорость

в песчаниках палеозоя ( $\approx$  4000 м/с). При диапазоне частот до 100 Гц -  $f_{\rm max}$  = 50 Гц, T = 0,020 сек,  $\Delta h$  = 20 м. В настоящее время при регистрации сейсмических материалов

высокого качества можно достичь частотного диапазона 0÷170 Гц,  $f_{\rm max} = 85$  Гц и в этом случае  $T \approx 0,012$  сек и  $\Delta h = 12$  м. Как правило, такие результаты получают довольно редко. Таким образом, определение минимально возможных толщин коллекторов по методике, использующей в качестве «шаблона» сигнал Риккера, реально возможно при толщине коллекторов не менее 12 м. Полученные результаты великолепно иллюстрируются рис. 1.

Анализ рис. 1 позволяет сделать следующие выводы:

1. При выполнении сейсмических исследований в среднечастотном диапазоне 0-100 Гц,  $f_{\rm max} = 50$  Гц, возможно выявление пластов-коллекторов, представленных песчаниками толщиной от 20 м и более и карбонатами более 30 м. Такие коллекторы в условиях Самарского Поволжья встречаются редко (табл. 1).

2. Детальное расчленение разреза в среднечастотном диапазоне невозможно.

3. Использование вибраторов с частотным диапазоном 0-250 Гц нецелесообразно вследствие катастрофического поглощения частот возбуждаемых сигналов зоной малых скоростей в диапазоне 140-250 Гц.

Таким образом, возникла необходимость в разработке методики обработки сейсмических материалов с целью выявления коллекторов толщиной менее 20-30 м.

Указанными выше авторами были разработаны алгоритмы построения детальных двумерных сейсмогеологических моделей на основе формирования временной последовательности эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) и эффективных акустических жесткостей (АЖ), отличающихся высоким вертикальным и горизонтальным разрешением реальных тонкослоистых сред. Поскольку в общем виде такие задачи являются некорректными, то искомое устойчивое решение задачи найдено на основе восстановления акустической модели среды.

Разработанные таким образом способы обращения сейсмических записей позволяют повысить их разрешающую способность в среднем на порядок. Получаемая при этом из сейсмических данных информация о вертикальном геологическом разрезе сопоставима с результатами бурения и ГИС: по сейсмическим записям восстанавливается акустическая модель среды,



Рис. 1. Синтетические сейсмограммы при разной детальности скоростной модели (исходные импульсы показаны штриховой линией а-25Гц, б-50Гц, в-100Гц).

> сейсмические трассы преобразуются в трассы эффективного сейсмоакустического каротажа, каждая из которых представляет собой некоторый эквивалент разреза глубокой скважины, в которой "проведен" такой каротаж с шагом дискретизации сейсмической записи по времени. При таком преобразовании сейсмической записи практическая вертикальная разрешённость для терригенных разрезов составляет 3-4,5 м, а для карбонатных - 5,5-6,5 м (при шаге дискретизации сейсмической записи по времени  $\Delta t = 2$  мс и скоростях распространения упругих волн, равных 3000-4500 м/с в терригенном и 5500-6500 м/с в карбонатном разрезах).

> На начальном этапе была оценена эффективность процедуры восстановления акустической модели разреза.

> Для оценки надежности и достоверности процедуры восстановления акустической модели среды была сформирована модель сейсмического волнового поля в виде временного разреза, которая представлена на рис. 2.

> Данная модель получена как результат свертки сейсмического импульса с акустической моделью, состоящей из 51 вертикального сечения По каждому из вертикальных сечений на каждом временном дискрете ( $\Delta t = 2$  мс) измерялись значения акустических импедансов.

Равновременная акустическая модель ( $\Delta t = 2$  мс) "показывает" как с помощью сейсморазведки можно восстановить реальную тонкослоистую модель среды (в акустических жесткостях) при заданном временном шаге дискретизации сейсмической записи (рис. 3).

Используя модельное волновое поле (рис. 2) и равновременную акустическую модель (рис. 3) была получена искомая акустическая модель по всему разрезу (состоящая из 25 вертикальных сечений), которая представлена на рис. 2.

Следует заметить, что полученная акустическая модель со всеми деталями и особенностями строения с точностью одного дискрета полностью соответствует исходной акустической модели, которая была сформирована.

Для выяснения возможности процедуры восстановления модели акустических жесткостей в модель исходного волнового поля были внесены сильные случайные помехи.

Чтобы уменьшить неблагоприятное воздействие сильных случайных помех на искомый результат восстановления

#### НЕОБХОДИМОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮШЕЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ...





Рис. 2. Модель сейсмического волнового поля в виде временного разреза

а - модель сейсмического волнового поля,

б - акустическая модель.

к трассам волнового поля была применена однократно стандартная процедура оптимальной фильтрации. В результате была получена исходная модель сейсмического волнового поля с наложенными сильными случайными помехами, но в определенной степени регуляризированная оптимальной фильтрацией.

Разработанная технология высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС-Гео) опробована на сейсмических материалах, зарегистрированных на площадях Западной Сибири, Северного Кавказа, Республики Татарстан.

Наибольший интерес для геофизиков Самарской области представляют результаты опробования технологии ВРС-Гео на территории Республики Татарстан. Это объясняется тем, что геологический разрез Самарской области имеет много общего с геологическим разрезом Татарстана.

Результаты прогноза с применением предлагаемой методики по профилю, отработанному в Татарстане, представляются на рис. 4 в виде распределений прогнозных значений глинистости, песчанистости и карбонатности. В качестве примера приведены прогнозные литолого-стратиграфические колонки с распределениями типа флюида для заданных вертикальных сечений в продуктивной части разреза с интервалами по профилю 50 м.



Рис. Э. Элемент акустических данных, использованных для формирования двумерной акустической модели разреза:

 реальная кривая акустической скорости по скважине;

2 - равновременная акустическая модель.

Оценивая комплекс перспективных отложений в целом, следует отметить, что он довольно сильно заглинизирован. В наибольшей степени это, естественно,



Рис. 4. Прогнозные литолого-стратиграфические колонки для заданных вертикальных сечений в толшинах В-Б, V-Т, Δ-А.



Рис. 5. Пример сравнения контуров нефтенасышенности, полученных по данным технологии ВРС-Гео и других геофизических организаций для отложений пашийского горизонта.

1 - по технологии ВРС-Гео,

2 - по данным других геофизических организаций.

проявляется в терригенных образованиях. Значительно меньшей глинизацией характеризуются карбонатные отложения. Песчанистость разреза, в свою очередь, обуславливает размещение зон развития коллекторов.

Из сравнения контуров нефтенасыщения, построенных по данным технологии ВРС-Гео, с аналогичными контурами по рассматриваемым отложениям, но построенными другими геофизическими организациями, хорошо видно различие контуров нефтенасыщения, полученных на основе использования принципиально различных подходов к прогнозу зон нефтегазонасыщения (рис. 5).

Традиционный метод к прогнозу нефтеносности базируется главным образом на использовании данных традиционной волновой сейсморазпрежде всего струкведки, турного фактора (внешний и контуры внутренний нефтеносности при этом оконтуриваются на площади по форме изолиний антиклинальных структур). Другой подход к прогнозу нефтеносности основывается на использовании тонких динамических особенностей сейсмической записи, фиксируемых на разрезах эффективных акустических жёсткостей (результатов сейсмической инверсии), и комплексирования материалов высокоразрешающей сейсмики с данными ГИС. При таком сравнении результатов достаточно чётко проявляются ограничения первого и возможности второго метода. При этом наблюдается только частичное совпадение формы контуров нефтенасыщения, полученных по первому и второму методу прогноза нефтеносности (см. рис. 5). По числу сравниваемых контуров эти различия оказываются весьма значительными.

Таким образом, выполненные работы по изучению детального внутреннего строение целевых горизонтов И пластов C использованием методов высокоразрешающей сейсмики - технологии ВРС-Гео - позволили получить представительные карты прогнозных значений нефтегазонасыщенности, пористости, нефтенасыщенных толщин, плотности распределения углеводородов.

С целью решения тонких и сложных задач нефтяной геологии, направленных на изучение отложений нефтегазо-

носного комплекса нижнего и среднего карбона, среднего и верхнего девона, на территории Самарской области рекомендуется предусмотреть более широкое проведение исследований с использованием технологии ВРС-Гео.

По мнению авторов, широкое внедрение комплекса ВРС-Гео значительно повысит возможности сейсмики при детальном расчленении разреза.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Корягин В.В. Геосейсмические модели и волновые поля. – Самара: Самарский научный центр РАН, 2000. - с. 259.

2. Хазиев Ф.Ф., Трофимов В.Л. и др. Модельное исследование результатов решения обратной динамической задачи сейсмики. // Геофизика. – М.: Евро-Азиатское геофизическое общество, 2007. - №4, с. 108-120.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Koryagin V.V. Geoseismology models and wavefields. – Samara: Samara RAS research center - 2000. - p. 259

2. Haziev F.F., Trofimov V.L. Research for seismc inverse amplitude problem solution by models // Geophysics – M.: Euro-Asian Geosciences Society, 2007. - № 4, p. 108-120.

VAK 622.276.72

# Лабораторная оценка эффективности использования водорастворимых полимеров для извлечения нефти в условиях месторождений Юго-Западной Якутии

А.С. Портнягин – м.н.с.; А.Ф. Федорова – канд. техн. наук, в.н.с.; Е.Ю. Шиц – канд. техн. наук, доцент, зав. лабораторией; Э.Ю. Шилова - инженер (ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск)

Потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год, а эффективность извлечения нефти промышленно освоенными методами на сегодняшний день считается неудовлетворительной, так как средняя конечная нефтеотдача пластов составляет от 25 до 40% [1].

Республика Саха (Якутия) в последние десятилетия привлекает инвесторов огромными, > 1,5 млрд. т запасами «черного золота» [2]. Предполагается, что уже к 2020 году уровень добычи нефти на территории Юго-Западной Якутии выйдет на отметку в 20 млн. т в год [3]. Так, на государственном балансе находятся 34 месторождения углеводородов, в том числе, 15 – нефтяных. Наиболее крупные: Чаяндинское, Талаканское, Среднеботуобинское, Таас-Юряхское и Иреляхское практически готовы к промышленной разработке. Тем не менее, остается актуальной задача повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) путем поиска технологии извлечения углеводородов, способствующей усовершенствованию существующих систем разработки.

Нефтяные залежи Юго-Западной Якутии характеризуются весьма специфическими термобарическими параметрами. Для них характерны аномально низкие пластовые температуры и пластовые давления ( $P_{\rm пл}$ ). Так, пластовые температуры на глубине 2000 м не превышают 14-16 °С, что на 40-45 °С ниже температур при градиенте 3 °С/100 м, а  $P_{\rm пл}$  ниже условных гидростатических на 6-8 МПа (за исключением Талаканского месторождения, где  $P_{\rm пл}$  близко к условному гидростатическому) [4]. Кроме того, месторождениям нефти присущи особенные гидрогеологические условия, осложненные значительной минерализацией пластовых вод (> 300 г/л), что может, при использовании несовместимых с пластовой водой нагнетаемыми в пласт жидкостями, приводить к снижению фильтрационноёмкостных свойств коллектора и, соответственно, потере продуктивности скважин.

Представленные в данной работе результаты исследований направлены на поиск и выбор раствора вытеснения технологически и экономически эффективного в специфических условиях, характерных для месторождений нефти расположенных на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБНГО).

На примере Иреляхского ГНМ экспериментально изучен качественный и количественный анализ проб пластовой воды Улаханского горизонта из скважины № 155-019 и минерализованной воды — раствора вытеснения, получаемого методом выщелачивания из каменных солей Чарской свиты (скважина № 1РЭ) водой отстойника хвостохранилища обогатительной фабрики АК «АЛРОСА». Химический состав проб приведен в табл. 1. Видно, что растворы катионы кальция, содержат магния. натрия, калия, гидрокарбонат, сульфат, хлорид анионы. На основании полученных данных по классификации работы [5] были установлены типы растворов: хлориднокальциевый и хлоридно-натриевый для пластовой воды и МРВ соответственно. Степень минерализации пластовой воды и раствора вытеснения согласно классификации подземных минеральных вод позволяет отнести их к разряду крепкорассольных, высокоминерализованных [6].

Изучение химической совместимости пластовых флюидов с минерализованными растворами вытеснения осуществлялось на основе методического комплекса, включающего химический анализ флюидов и оценку факторов, влияющих на возможность осадкообразования при кристаллизации хлорида натрия, сульфата кальция, образования нерастворимых

соединений в виде гидроксидов кальция и магния [7, 8]. Установлено, что при температуре 10 °С, при смешении исследованных растворов известного состава (табл. 1) процесс осадкообразования сульфата кальция происходит при соотношении 2:8 - 7:3 частей пластовой воды и вытесняющего раствора (табл. 2). Вероятность выпадения осадков других малорастворимых соединений не велика, т.к. их произведение активностей во много раз меньше табличных значений  $K_s^0$ .

Таким образом, с увеличением продолжительности заводнения используемым высокоминерализованным раствором происходит необратимая сульфатизация и кальцинирование коллектора, что изменит со временем структуру порового пространства, его проницаемость, а в дальнейшем отрицательно скажется на показателях работы скважин. Для исключения нежелательного кристаллообразования и ухудшения фазовой проницаемости по нефти, а также повышения эффективности метода гидродинамического воздействия в качестве агентов нефтевытеснения было предложено и в лабораторных условиях экспериментально обосновано использование водных растворов полимеров.

Полимерное воздействие в программах использования методов повышения нефтеотдачи пластов США, Канады, стран Латинской Америки и КНР занимает одно из ведущих мест, постоянно возрастают объёмы его внедрения и у нас в стране. Так, метод полимерного заводнения успешно применяется для извлечения нефти с высокой

Таблица 1. Химический состав проб пластовой воды Иреляхского ГНМ и минерализованного раствора вытеснения (МВР).

	Иони	Пластов	ая вода	МВР		
Nº	ИОНЫ	моль/л	г/л	моль/л	г/л	
1	Ca <sup>2+</sup>	4,99	100,16	0,100	2,00	
2	$Mg^{2+}$	0,932	22,66	0,005	0,12	
3	Общая жесткость	5,93	122,82	0,105	2,13	
4	$Na^+ + K^+$	0,993	24,82	4,57	114,3	
5	HCO <sub>3</sub> -	0,00732	0,45	0,00136	0,083	
6	SO4 <sup>2-</sup>	0,0163	1,56	0,0402	3,87	
7	Cl <sup>-</sup>	6,89	244,91	4,64	164,54	
8	Сумма ионов		394,57		284,92	

вязкостью в условиях различных стадий выработки месторождений, а также полностью вписывается в общую схему разработки большинства нефтяных месторождений Юго-Западной Якутии. Нефти Иреляхского ГНМ относятся к легким малосернистым нефтям с содержанием серы 0,45%, средней плотностью 853 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 17-21 мПа·с. По количеству парафинов нефти классифицируются как парафиновые с содержанием парафина от 2,1 до 3,3%. По содержанию смолистых веществ (12,97%) смолистые. Среднее значение температуры застывания нефтей - минус 35 °C [9]. Порода-коллектор Иреляхского ГНМ сложена в основном песчаниками с преобладающей однородностью пустотного пространства. Средний коэффициент пористости составляет 9,47%, средний коэффициент проницаемости по газу – 0,23 мкм [9]. Для исследования фильтрационных свойств породыколлектора использовался, отобранный в интервале 2100-2200 м, керновый материал, что соответствует глубинам залегания продуктивных горизонтов Иреляхского ГНМ.

Следует отметить, что в мировой практике водорастворимые полимеры для повышения КИН в условиях низких пластовых температур не применялись и потому, даже в лабораторных условиях, особенности их поведения ранее не изучались.

С целью изучения свойств вытесняющих агентов были исследованы водные растворы синтетических и природных модифицированных полимеров: полиакриламида (ПАА)сополимера акриламида, акриламида и его солей -CH<sub>2</sub>-

Таблица 2. Зависимость произведения растворимости сульфата кальция от соотношения частей пластовой воды (ПВ) и вытесняющего минерализованного раствора (МВР) для Иреляхского ГНМ.

ПВ:МВР	10:0	9:1	8:2	7:3	6:4	5:5	4:6	3:7	2:8	1:9	0:10
К <sub>s</sub> * 10⁻⁵, моль/л	3,29	5,32	6,20	6,80	7,13	7,18	6,98	6,56	5,96	5,21	4,22

СH(CO)(NH<sub>2</sub>)-CH<sub>2</sub>-CH(CO) (O<sup>·</sup>K<sup>+</sup>)-CH<sub>2</sub>-CH(CO)(NH<sub>2</sub>)-CH<sub>2</sub>-CH(CO)(O<sup>·</sup>K<sup>+</sup>)-CH(CO) (NH<sub>2</sub>)- [10]; натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (Na - КМЦ) – простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты [ $C_6H_7O_2(OH)_{3-x}$ (OCH<sub>2</sub>COONa)<sub>x</sub>]<sub>n</sub>; полиэтиленгликоля (ПЭГ) - HO-CH<sub>2</sub>-(CH<sub>2</sub>-O-CH<sub>2</sub>-)n-CH<sub>2</sub>-OH, где n = 1500 [10].

\*Кристаллизация и выпадение осадка сульфата кальция может происходить при значении произведения растворимости 6,1 · 10<sup>-5</sup> моль/л.

Установлено, что применение растворов ПАА в качестве агента вытеснения нефти в условиях, приближенных к пластовым, приводит к довольно резкому и значительному снижению, практически до нулевого, значения коэффициента проницаемости породыколлектора (рис. 1).

Снижение коэффициента проницаемости связано с конденсацией противоионов на цепи полииона и дегидратацией полисоли в результате ближних взаимодействий в системе полиион-противоион, то есть взаимодействием катионов солей кальция и магния, содержащимися в пластовой воде (табл. 1) с амидной группой полимера:

 $2 \begin{bmatrix} -C - C - C - C - C - C - H \\ H_2 & H_2 \\ O & NH_2 HO \end{bmatrix}_{n} \cdot mH_2 O \xrightarrow{+nCa^{2n}, 2nCl} \begin{pmatrix} -C - C - C - C - H \\ H_2 & H_2 \\ O & NH_2 O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ O & H_2 & O \\ C & Ca \\ C$ 

Этот процесс способствует осаждению макромолекул «на себя» с последующей коагуляцией их в макроскопический осадок и закупорке пор породы коллектора, что хорошо видно на рис. 2.

Таким образом, показано, что в качестве агента вытеснения нефти, для месторождений, характеризующихся содержанием катионов двухвалентных металлов > 120 г/л в пластовой воде, применение растворов ПАА приводит к образованию осадков, инверсии первоначальных структур, что не эффективно с технологической точки зрения, а значит не может быть рекомендовано.

Вязкость вытесняющих растворов является одной из главных характеристик, от которой зависит эффективность мероприятий по повышению коэффициента вытеснения нефти, так как её значения становятся также основой технологических расчетов процесса добычи (скоростей фильтрации, необходимой мощности оборудования). Установлено, что загущающая способность ПЭГ и КМЦ в отличие от ПАА, при контакте с пластовой водой сохраняется. Так, при совмещении растворов КМЦ и ПЭГ с модельными пластовыми водами различной степени минерализации снижение вязкости водополимерных растворов составляет не более 20% (табл. 3).

В результате проведенных исследований нефтевытесняющих свойств растворов полимеров в широком диапазоне концентраций в имитированных условиях низких пластовых температур установлено, что растворам ПЭГ (30 г/л) и КМЦ (7 г/л) соответствуют одинаковые значения как КИН (61%), так и показатели вязкости и, соответственно, соотношения вязкостей нефти и раствора

вытеснения (табл. 3, 4). Таким образом, в тех случаях, когда величина соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, содержащего полимер, находится В пределах от 4,1 до 5,7 единиц, по реологическим характеристикам существует оптимум, C0ответствующий максимальному уровню КИН.

Также установлено, что условиях месторождений, характеризующихся специфическими условиями, применение растворов КМЦ с концентрацией 5 г/л и ПЭГ 30 г/л позволяет более чем на 20% повысить КИН относительно минерализованного раствора вытеснения для которого КИН равен 40%.

При последовательном увеличении концентрации КМЦ от 1 до 9 г/л динамическая вязкость растворов повышается ~ на 40%, а ПЭГ в 2 раза (табл. 4). С повышением температуры на 10 °С, для всех анализируемых растворов характерно снижение вязкости в 1,2 раза. При этом значения плотности практически не изменяется с повышением температуры и концентрации обоих полимеров в растворе (табл. 4).

Таким образом, определены растворы с наилучшими технологическими свойствами, т.е. с максимальной вязкостью при температуре (10 °C) эксплуатации и



Рис. І. Зависимость коэффициента проницаемости от объема порового пространства образца породы коллектора Иреляхского ГНМ РС(Я): 1-растворсконцентрацией ПАА различных концентраций.



Рис. 2. Вид поверхностей сколов образцов керна после вытеснения нефти раствором, содержащим ПАА-0,5 г/л (1 × 45).

Таблица 3. Физико-химические свойства растворов вытеснения на основе КМЦ и ПЭГ.

Показатели	КМЦ, Зг/л	КМЦ, 5г/л	КМЦ , 7г/л	ПЭГ, 20г/л	ПЭГ, 30г/л	ПЭГ, 50г/л
Соотношения вязкости нефти и раствора полимера при 10 °C (µ = µ <sub>н</sub> / µ <sub>в</sub> )	5,7	5,3	4,1	5,8	4,1	3,3
Соотношения вязкости нефти и МРВ при 10 °С (µ = µ <sub>н</sub> / µ <sub>в</sub> )	10,6					
Изменения вязкости раствора полимера при совмещении с пластовой водой, % (минерализация 200 г/л)	8,7	9,6	18,4	3,4	4,6	9,9
Изменения вязкости раствора полимера при совмещении с пластовой водой, % (минерализация 300 г/л)	9,8	11,0	20,5	2,0	2,2	10,8
Изменения вязкости раствора полимера при совмещении с пластовой водой, % (минерализация 400 г/л)	11,6	12,2	23,9	2,6	3,4	14,0
КИН	56	68	61	31	61	33

Таблица 4. Физико-химические свойства растворов КМЦ и ПЭГ.

Состав	10	°C	20 °C		
раствора вытеснения, % полимера	р, кг/м³	η, кг/(м·с)	р, кг/м³	η, кг/(м·с)	
КМЦ -1	994	1,49	995	1,14	
КМЦ -3	997	1,94	998	1,5	
КМЦ -5	994	1,67	1006	1,39	
КМЦ -7	996	2,0	1010	1,67	
КМЦ -9	997	2,44	1013	1,82	
ПЭГ -10	1000	1,42	994	1,16	
ПЭГ- 30	1002	1,64	997	1,31	
ПЭГ -50	1006	1,92	1000	1,49	
ПЭГ- 80	1012	2,35	1008	1,80	
ПЭГ-100	1013	2,81	1010	2,08	

минимальным значением этого параметра при температуре приготовления растворов (20 °C): КМЦ 5 и 7 г/л; ПЭГ- 30, 50 и 80 г/л.

Так как эффективность полимерного воздействия определяется реологическими характеристиками полимерных растворов на основе КМЦ и ПЭГ, то при планировании методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке в пласт водополимерных растворов в указанных выше условиях, можно ограничиться определением их вязкости при температурах эксплуатации.

Идея использования водорастворимых полимеров для повышения эффективности заводнения основана на способности их растворов значительно снижать соотношение вязкостей нефти и воды ( $\mu_{\rm H}$  /  $\mu_{p-pa}$ вытеснения). Установлено, что при 10 °С для растворов КМЦ и ПЭГ значения соотношений вязкости нефти и их растворов в 2 раза ниже, чем для МРВ (табл. 3). Таким образом, впервые в лабораторных условиях изучены нефтевытесняющие свойства растворов с различной концентрацией ПАА, ПЭГ и КМЦ в условиях низких пластовых температур и высокой минерализации пластовых флюидов, что принципиально определяет возможность значительного расширения масштабов применения метода с целью повышения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Системный подход к разработке месторождений нефти требует повышения степени извлечения её запасов за счет применения высокоэффективных технологий при условии минимальных затрат на добычу. Моделирование процесса вытеснения нефти на примере Иреляхского ГНМ РС (Я) растворами полимеров показало, что их применение приведет к увеличению добычи нефти на 17,4% в случае использования раствора КМЦ - 5г/л и на 17%, в случае использования ПЭГ с концентрацией 30 г/л.

Показано, что при применении водополимерных растворов вытеснения можно достичь увеличения КИН на 5-6 пунктов, а также продлить на один год период условно-безводной добычи нефти (табл. 5). Видно, что максимальный экономический эффект - 6 млрд. руб. дополнительной чистой прибыли соответствует замене используемого агента вытеснения на раствор, содержащий КМЦ в количестве 5 г/л. Показано, что экономическая эффективность раствора ПЭГ является низкой по причине высокой концентрации полимера в растворе, что ведет к необоснованному удорожанию процесса добычи нефти.

Таким образом, в результате комплексных исследований, проведенных в лабораторных условиях, показано, что водорастворимые полимеры могут являться технологической альтернативой высокоминерализованным растворам вытеснения. В качестве базового Таблица 5. Расчетные экономические показатели, соответствующие вытеснению нефти различными вытесняющими агентами.

	Агенты вытеснения нефти			
	MBP	КМЦ,-5 г/л.	ПЭГ,- 30 г/л.	
Количество добытой нефти, (тыс.т.)	28906,9	33932,4	33834,9	
Время условно безводной добычи нефти, (в годах)	5	6	6	
КИН, %	53,4	58,8	57,3	
Количество попутно добываемой воды, (тыс.т.)	54464,0	49427,0	49421,2	
Количество дополнительно добытой нефти, (тыс.т.)	-	5025,5	4928,0	
Затраты на полимер, (млрд.руб.)	-	27,92	167,34	
Затраты на добычу тонны нефти, (тыс.руб.)	2,5	2,935	7,062	
Доход от продажи добытой нефти, (млрд.руб.)	317,976	373,257	372,184	
НДПИ, ( млрд.руб.)	125,965	147,864	147,439	
Прибыль, (млрд.руб.)	119,74	125,77	-14,199	
Дополнительная прибыль, (млрд.руб.)	-	6,03	-	

вытесняющего агента для совершенствования метода заводнения на месторождениях Юго-Западной Якутии рекомендуется использование раствора карбоксиметилцеллюлозы с концентрацией 5 г/л.

На основании проведенных исследований для нефтедобывающего комплекса месторождений НБНГО может быть рекомендован новый подход к решению проблемы повышения нефтеотдачи пластов за счет применения доступной технологии, которая позволяет обеспечить стабильно высокие показатели извлечения нефти и снизить фактические затраты добычи углеводородного сырья.

#### <u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. // Бурение и нефть. М.: 000 «Бурнефть», -2011. - №2. с. 22–26.

2. Юров С. Несметные, но неосвоенные богатства. // Нефть России. - М.: ОАО «Лукойл», 2008. - №3. с. 61-64.

3. Терещенко В. Якутские окна роста. // Нефть России. - М.: ОАО «Лукойл», 2012. - №6. - с. 41-44.

4. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Уч. пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, - 2011. – 200 с.

5. Сулин В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод. М.: АН СССР. -1948. — 106 с.

6. Иванов В.В., Невраев Г.А. Классификация подземных минеральных вод. - 1964. - 166 с. 7. Шиц Е.Ю., Сафронов А.Ф., Федорова А.Ф., Портнягин А.С. Исследование совместимости пластовой воды Иреляхского ГНМ с агентами поддержания пластового давления. // Нефтяное хозяйство. - М.: ОАО «НК «Роснефть», 2008. - №1. - с. 82-86.

8. ОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом». Утв. Прик. Мин-ва нефтяной пром-ти от 06.02.1989.

9. Дияшев Р.Н. Технологическая схема разработки Иреляхского газонефтяного месторождения. – Бугульма: В-КРО РАЕН и ТатНИПИнефть, - 2000. - 339 с.

10. Энциклопедия полимеров. Ред.: В.А. Кабанов (глав. ред.) [и др.] Т.1 – М.: Советская Энциклопедия. - 1974. - 1224 с.

#### <u>REFERENCES</u>

1. Kryanev D.Yu., Zhdanov S.A. Advanced recovery methods in Russia and abroad // Drilling and oil. M.: 000 Burneft, - 2011. - №2. p. 22-26

2. Yurov S. Untold, but undeveloped wealth // Russian oil. - M.: OAO «Lukoil», 2008. - №3. - p. 61-64. 3. Tereshchenko V. Yakut perspective // Russian oil.

- M.: OAO «Lukoil», 2008. - №6. - p. 41-44 4. Krec V.G., Shadrina A.V. Fundamentals of Oiland Gas-Field Engineering. Study guide - Tomsk: Tomsk Polytechnic University press, - 2011. - 200 p.

5. Sulin V.A. Conditions, fundamentals of classification and composition of natural water. M.: As USSR. - 1948. 106 p.

6. Ivanov V.V., Nevraev G.A. Classification of ground mineral waters. - 1964. - 166 p.

7. Shic E.Yu., Safronov A.F., Fedorova A.F., Portnyagin A.S. Reservoir water of Irelyahskoe field and chemicals to maintain formation pressure: compatibleness investigation. Neftyanoe hozyajstvo.- M.: OAO NK Rosneft, 2008. - №1. - p. 82-86.

8. OST 39-229-89 Water for oil reservoir flooding. Method of calculation for ompatibleness of injected and reservoir waters on calcite and gypsum. Approved: Ministry of Oil Industry, 06.02.1989.

9. Diyashev R.N. Irelyahskoe gas and oil field: technological development plan. Bugulma: V-KRO RAEN and TatNIPIneft', - 2000. - 339 p.

10. Encyclopedia of polymers. Amended by V.A. Kabanov (head editor) et al. T.1 - M.: Soviet Encyclopedia. -1974. - 1224 p.

# Аннотации статей

#### УДК 622.243

#### АНАЛИЗ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ АНИЗОТРОПНОЙ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ШАРОШЕЧНЫМИ ДОЛОТАМИ (С. 5)

#### Вячеслав Васильевич Нескоромных

Сибирский федеральный университет 660025, Красноярск, Проспект имени газеты «Красноярский рабочий», 95 Тел. раб. 8 (391) 2063772 E-mail: sovair@bk.ru

Рассмотрены особенности разрушения горных пород шарошечными долотами и влияние механизма разрушения на процесс искривления скважин. Приведен анализ выполненных экспериментальных работ по исследованию влияния шарошечных долот на процесс искривления скважин. Получены аналитические зависимости для расчета опрокидывающего момента, возникающего при разрушении анизотропной породы для инденторов, имеющих шарообразную, клиновидную и трапециевидную форму, т.е. те формы, которые наиболее типичны для породоразрушающих вставок шарошечных долот. Pacсмотрен процесс изменения величины опрокидывающего момента за один вращения долот с оборот разчисло шарошек. Сделаны личным выводы о возможности снижения

опрокидывающего момента за счет применения схем установки долот и специальных буровых компоновок.

Ключевые слова: горная порода; бурение; шарошечные долота; поле механических напряжений; искривление скважин.

#### УДК 621.921.34-2.622.24.05

СЪЁМНЫЙ АЛМАЗНЫЙ ПОРОДО-РАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ОТБОРОМ КЕРНА НЕФТЕ-ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (С. 12)

#### <sup>1</sup>В.П. Онищин <sup>2</sup>Василий Иванович Спирин <sup>2</sup>Юрий Евдокимович Будюков

<sup>1</sup>Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» 199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, д. 2 <sup>2</sup>ОАО «Тульское НИГП» 300026, г. Тула, ул. Скуратовская, 98 Тел.: (4872) 502-524

В статье рассмотрены конструкции съёмного алмазного породоразрушающего инструмента, который может быть использован для отбора керна при бурении скважин на нефть и газ. Представлены результаты стендовых испытаний съёмной алмазной коронки.

Ключевые слова: алмазный породоразрушающий инструмент (АБИ); керноприёмник; колонковый набор; коронка; кернорватель.

#### УДК 621.921.34 АЛМАЗНАЯ БУРОВАЯ КОРОНКА С УВЕЛИЧЕННЫМ РЕСУРСОМ (с. 17)

#### <sup>1</sup>Леонид Артёмович Лачинян <sup>2</sup>Наталья Леонидовна Лачинян

<sup>1</sup>ОАО «Завод бурового оборудования 460026, Оренбург, пр-т Победы, д. 118 Тел.: (3532) 75-68-14 E-mail: zbo@pochta.ru <sup>2</sup>000 «Бургеокомплект»

107076, Москва, ул. Матросская Тишина, д. 23, корп. 1

Предложена буровая коронка с калибрующим вооружением, выполненным в виде вращающихся алмазоносных резцов цилиндрической формы. Применение такой буровой коронки позволит существенно повысить её ресурс, а также увеличить механическую скорость и снизить энергоемкость процесса бурения.

Ключевые слова: алмазная буровая коронка; керноприёмный комплекс; импрегнированная алмазная буровая коронка.

#### УДК 622.24.053.2

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ (с. 20)

#### <sup>1</sup>Игорь Юрьевич Быков <sup>2</sup>Станислав Федорович Заикин <sup>2</sup>Борис Алексеевич Перминов <sup>3</sup>Виктор Борисович Перминов

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: ibykov@uqtu.net впо <sup>2</sup>Ухтинский филиал фгбоу "Московский государственный университет путей сообщения" 169131, Республика Коми, г. Ухта, ул. Дзержинского, д. 21 E-mail: astrostas2008@yandex.ru Тел.: (82167) 4-58-98 <sup>3</sup>000 «Газпром трансгаз Ухта» 169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т. Ленина д.39/2

Рассмотрены вопросы синтеза структур дифференциальных (вариационных) измерений, позволяющих проводить измерение динамического наброса крутящего момента на валу привода буровой установки при роторном бурении. Показано, что вариационный канал измерения отношение позволяет определить скоростных параметров изменения мощности на валу привода к скорости его вращения относительно некоторого заданного постоянного значения крутящего момента.

Ключевые слова: бурильная колонна; динамический наброс; адаптивная система управления; буровая установка.

#### УДК 622.24.053.2 МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ (с. 23)

#### <sup>1</sup>Игорь Юрьевич Быков <sup>2</sup>Станислав Федорович Заикин <sup>2</sup>Борис Алексеевич Перминов <sup>3</sup>Виктор Борисович Перминов

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: ibykov@ugtu.net <sup>2</sup>Ухтинский филиал ФГБОУ ВПО "Московский государственный университет путей сообщения" 169131, Республика Коми, г. Ухта, ул. Дзержинского, д. 21 E-mail: astrostas2008@yandex.ru Тел.: (82167) 4-58-98 <sup>3</sup>000 «Газпром трансгаз Ухта» 169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т. Ленина д.39/2

Показано, что применение методов программного управления, а также методов управления процессом углубления скважины с использованием оптимальной модели является проблематичным вследствие неустойчивости объекта управления бурильной колонны. Применение разомкнутых систем управления с неустойчивым объектом противоречит основным положениям теории автоматического регулирования. предлагаются способы Авторами коррекции характеристик бурильной колонны и возможная реализация управления процессом бурения.

Ключевые слова: углубление скважины; бурильная колонна; программное управление; ПД-регулятор.

#### УДК 622.24.053.2

СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА РОТОРА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВАРИАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ (с. 27)

#### <sup>1</sup>Игорь Юрьевич Быков <sup>2</sup>Станислав Федорович Заикин <sup>2</sup>Борис Алексеевич Перминов <sup>3</sup>Виктор Борисович Перминов

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: ibykov@uqtu.net филиал <sup>2</sup>Ухтинский ФГБОУ впо "Московский государственный университет путей сообщения" 169131, Республика Коми, г. Ухта, ул. Дзержинского, д. 21 E-mail: astrostas2008@yandex.ru Тел.: (82167) 4-58-98 <sup>3</sup>000 «Газпром трансгаз Ухта» 169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т. Ленина д.39/2

Предложен способ измерения крутящего момента на валу привода ротора буровой установки и его производных с использованием вариационной структуры, позволяющей значительно минимизировать аппаратные средства измерения и управления процессом углубления скважины.

Ключевые слова: бурильная колонна; вариационный измеритель наброса крутящего момента.

#### УДК 622.24.053.2

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА ОСНОВНЫХ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПОЛО-ЖЕНИЙ ДИНАМИКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (с. 30)

#### <sup>1</sup>Игорь Юрьевич Быков <sup>2</sup>Станислав Федорович Заикин <sup>2</sup>Борис Алексеевич Перминов <sup>3</sup>Виктор Борисович Перминов

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: ibykov@ugtu.net ФГБОУ впо <sup>2</sup>Ухтинский филиал "Московский государственный университет путей сообщения" 169131, Республика Коми, г. Ухта, ул. Дзержинского, д. 21 E-mail: astrostas2008@yandex.ru Тел.: (82167) 4-58-98 <sup>3</sup>000 «Газпром трансгаз Ухта» 169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т. Ленина д.39/2

Результатами экспериментальных исследований установлено, что процесс углубления скважины сопровождается автоколебаниями, которых определяется частота длиной бурильной колонны и опосредованно осевой нагрузкой. При достаточных осевых нагрузках за счёт крутящего момента происходит деформация бурильной колонны в пространственную спираль, возникают колебания биений (вибрации), частота которых растёт в зависимости от осевой нагрузки.

Ключевые слова: динамика бурильной колонны; частота биений; автоколебания.

#### УДК 622.245.42

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ МОЮЩИХ СВОЙСТВ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ (с. 33)

#### Николай Иванович Николаев Табатабаи Моради Сейед Шахаб

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» 199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, д. 2 E-mail: nikinik@mail.ru

В статье приведены результаты исследований по разработке составов и оценке моющих свойств утяжеленных буферных жидкостей, которые применяются при аномально высоких пластовых давлениях. Ключевые слова: буферная жидкость; утяжеленный раствор; вытеснение бурового раствора.

#### УДК 620.171.33:620.194.23 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА УСТАЛОСТНУЮ ПРОЧНОСТЬ НАСОСНО-КОМПРЕССОР-НЫХ ТРУБ(с. 36)

#### Игорь Юрьевич Быков Евгений Сергеевич Юшин

Ухтинский государственный технический университет 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: ibykov@ugtu.net Тел./факс: 8(8216)774492

Произведена оценка влияния пластовых вод месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на усталостную прочность сталей для насосно-компрессорных труб при циклическом нагружении. Экспериментально определены значения пределов выносливости и ограниченной выносливости сталей марок 45, 40Х и 30ХМА при механических испытаниях в сухом воздухе и под воздействием пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений Республики Коми. По результатам испытаний рассчитаны коэффициенты коррозионного влияния пластовых вод на усталостную прочность исследованных марок сталей, найдены зависимости значения изменения коэффициента коррозионного влияния, а также эмпирические формулы для нахождения предела ограниченной выносливости сталей НКТ через предел кратковременной прочности для Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений Республики Коми.

Ключевые слова: коррозионноусталостная прочность; насосно-компрессорные трубы; стальные образцы; пластовая вода; циклические нагрузки; усталостные испытания.

#### УДК 622.276

РАЗРАБОТКА ИНГИБИТОРА КОР-РОЗИИ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВА-НИЯ, РАБОТАЮЩЕГО В ВЫСОКО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ (с. 43)

<sup>1</sup>Иван Александрович Стручков <sup>1</sup>Михаил Константинович Рогачев <sup>2</sup>Савелий Яковлевич Нелькенбаум <sup>1</sup>Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» 199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, д. 2 E-mail: StruchkovIA@gmail.com <sup>2</sup>000 «Синтез ТНП», 1450029, г. Уфа, ул. Юбилейная, 5 E-mail: sale@sintez-tnp.ru

Рассмотрена проблема коррозии скважинного оборудования, наиболее остро проявляющаяся в осложненных эксплуатации условиях нефтяных месторождений, находящихся разработки, поздней стадии на связанных с повышенными температурами продуктивных пластов, высокой обводнённостью флюминерализацией идов, попутно добываемых вод и присутствием в них растворенного углекислого газа. Применительно к данным условиям разработан ингибитор коррозии, обладающий требуемой антикоррозионной защитой.

В лабораторных условиях была осуществлена оценка защитного эффекта ингибитора коррозии в его водной дисперсии и в водноуглеводородной эмульсии гравиметрическим методом анализа, а также дополнительно в водной дисперсии реагента электрохимическим методом с помощью потенциостата. На основании выполненных исследований произведён выбор и обоснование оптимальных дозировок ингибитора. Эксперименты показали высокое защитное действие реагента в моделируемых средах.

Ключевые слова: коррозия; внутрискважинное оборудование; высокотемпературные скважины; ингибитор коррозии; защитный эффект.

#### УДК 553.98

#### НЕОБХОДИМОСТЬ ИСПОЛЬЗОВА-НИЯ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩЕЙ СЕЙ-СМОРАЗВЕДКИ НА ТЕРРИТОРИИ СА-МАРСКОЙ ОБЛАСТИ (с. 46)

#### Михаил Данилович Малыхин Эдуард Ильгизович Зиганшин

Самарский Государственный Технический университет (СамГТУ) 443100, Самара, Молодогвардейская ул., 244 E-mail: 777-zig-777@mail.ru

В статье рассмотрены возможности высокоразрешающей сейсморазведки при детальном расчленении высокочрезвычайно актуально в настоящее время при выполнении сейсморазведочных работ на территории Самарского Поволжья. Показано, что рассмотренная технология позволяет выделять песчаные коллекторы толщиной 3,5÷4,0 м, в карбонатном разрезе 6,0÷6,5 м.

Ключевые слова: высокоразрешающая сейсморазведка; сигнал Риккера; акустического импеданс; карты нефтенасыщенности, пористости, нефтенасыщенной толщины.

#### УДК 622.276.72

ЛАБОРАТОРНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕК-ТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДО-РАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ (с. 50)

#### Альберт Серафимович Портнягин Айталина Федоровна Федорова Елена Юрьевна Шиц Юлия Эдуардовна Шилова

ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН

677000, г. Якутск, ул. Октябрьская, д.1

E-mail: al220282@mail.ru

В работе рассмотрены особенности реологического поведения и уровень нефтевытеснения растворов с различной концентрацией полиакриламида (ПАА), карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и полиэтиленгликоля (ПЭГ) в условиях коллекторов с низкими пластовыми температурами и высокой минерализацией пластовых вод. Также рассмотрена экономическая эффективность применения водополимерного заводнения на месторождениях Юго-Западной Якутии. В результате проведенных исследований показано, что исследованные растворы вытеснения на основе Na-КМЦ и ПЭГ обладают высокими значениями КИН и могут быть рекомендованы для практического применения.

Ключевые слова: полиакриламид (ПАА); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ); полиэтиленгликоль (ПЭГ); коэффициент извлечения нефти; специфические пластовые условия.

скоростного карбонатного разреза, что

#### DESTRUCTION PROCESS ANALYSIS FOR ANIZOTROPIC ROCK: ROLLER-CONE ROCK BITS (p. 5)

#### Vjacheslav Vasil'evich Neskoromnykh

Siberian Federal University 95, Prospekt imeni gazety «Krasnojarskij rabochij», Krasnojarck, 660025, Russia Phone: 8 (391) 2063772 E-mail: sovair@bk.ru

Features of destruction of rocks roller cone bits and influence of the mechanism of destruction on process of a hole deviation are considered. The analysis of the performed experimental works on research of influence of roller cone bits on process of hole deviation is provided. Analytical dependences for calculation of the overturning moment arising at destruction of anisotropic breed for indentor, having a spherical, wedgeshaped and trapezoid form, i.e. those forms which are most typical for inserts of roller cone bits are received. Process of change of size of the overturning moment for one turn of bit rotation with various number of roller cones is considered. Conclusions are drawn on possibility of decrease in the overturning moment at the expense of application of schemes of installation of bits and special drilling assemblies. Key words: rock; drilling; roller cone bits; field of mechanical tension; hole deviation.

#### RETRIEVABLE DIAMOND ROCK DESTRUCTION TOOL FOR OIL AND GAS CORE DRILLING (p. 12)

#### <sup>1</sup>V.P. Onishhin

<sup>2</sup>Vasilij Ivanovich Spirin

<sup>2</sup>Jurij Evdokimovich Budjukov
<sup>1</sup>National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
<sup>2</sup>JSC «Tula Scientific-Research Geological Institute»
98, Skuratovskaja str., Tula, 300026, Russia

The article discuses retrievable diamond tool designs which can be used for oil and gas core drilling. The results of retrievable diamond core bit benchmark trials are given. **Key words:** diamondrock destruction tool; core barrel; drilling assembly; core bit; core catcher.

DIAMOND DRILL BIT: EXTENDED LIFE (p. 17)

#### <sup>1</sup>Leonid Artjomovich Lachinjan <sup>2</sup>Natal'ja Leonidovna Lachinjan <sup>1</sup>JSC «Zavod burovogo oborudovanija» 118, Prospekt Pobedy, Orenburg, 460026, Russia

Phone: (3532) 75-68-14 E-mail: zbo@pochta.ru <sup>2</sup>LLC «Burgeokomplekt» 1, 23, Matrosskaja Tishina str., Moscow, 107076, Russia

Gage cutting structure of core bit made as rotatable cylindrical diamond cutters is recommended. Its application provides for the bit longest life, increasing drilling rate and reducing drilling energy requirement. **Key words:** diamond core bit; core recovery complex; diamondimpregnated core bit.

#### AVAILABILITY TORQUE DYNAMICS TO CONTROL DRILLING PROCESS (p. 20)

#### <sup>1</sup>Igor' Jur'evich Bykov <sup>2</sup>Stanislav Fedorovich Zaikin <sup>2</sup>Boris Alekseevich Perminov <sup>3</sup>Viktor Borisovich Perminov

<sup>1</sup>Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia E-mail: ibykov@ugtu.net <sup>2</sup>Moscow state university of Railway Engineering (Ukhta) 21, Dzerzhinskogo str., Ukhta, Republic of Komi, 169131, Russia E-mail: astrostas2008@yandex.ru Phone: (82167) 4-58-98 <sup>3</sup>000 "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

Questions of structure synthesis for derivative (variational) pattern measurementare considered. It is possibleto measure torque dynamic surgesof drilling rig drive shaft while rotary drilling. It is demonstrated that variational metering channel allows a determination of the shaft power options to its frequency point rate against some preset torque. **Key words:** drill string; dynamic surge; adaptive control system; drilling rig.

METHOD OFWELL DRILLING CONTROL (p. 23)

<sup>1</sup>Igor' Jur'evich Bykov <sup>2</sup>Stanislav Fedorovich Zaikin <sup>2</sup>Boris Alekseevich Perminov <sup>3</sup>Viktor Borisovich Perminov <sup>1</sup>Ikhta state technical university. Ikh Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia E-mail: ibykov@ugtu.net <sup>2</sup>Moscow state university of Railway Engineering (Ukhta) 21, Dzerzhinskogo str., Ukhta, Republic of Komi, 169131, Russia E-mail: astrostas2008@yandex.ru Phone: (82167) 4-58-98 <sup>3</sup>000 "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

It is demonstrated that application of methods of program control and methods of well drilling control with the use of optimal model is problematic because of the instability of drill string control. Usage of open control systems with an unstable object goes against the basic tenets of the theory of automatic control. The authors discuss the ways of the characteristics correction for the drill string and the possible implementation of a control drilling process. **Key words:** well deepening; drill string; program control; two term controller.

#### METHOD TO MEASURE POWER DRIVE TORQUE FOR ROTARY TABLE WITH THE USE OF VARIATION PATTERN (p. 27)

<sup>1</sup>Igor' Jur'evich Bykov <sup>2</sup>Stanislav Fedorovich Zaikin <sup>2</sup>Boris Alekseevich Perminov <sup>3</sup>Viktor Borisovich Perminov <sup>1</sup>Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia E-mail: ibykov@ugtu.net <sup>2</sup>Moscow state university of Railway Engineering (Ukhta) 21, Dzerzhinskogo str., Ukhta, Republic of Komi, 169131, Russia E-mail: astrostas2008@yandex.ru Phone: (82167) 4-58-98 <sup>3</sup>000 "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

A method is proposed for measuring the torque of the rotor drive shaft of drilling rig and its derivatives, using variational structure which allows to minimize measuring instrumentation considerably and to control wells deepening. **Key words:** drill string; a variational surge-of-torque meter.

#### <sup>3</sup>Viktor Borisovich Perminov EXPERIMENTAL VALIDATION OF DRILL <sup>1</sup>Ukhta state technical university, Ukhta STRING DYNAMIC THEORY (p. 30)

<sup>1</sup>Igor' Jur'evich Bykov <sup>2</sup>Stanislav Fedorovich Zaikin <sup>2</sup>Boris Alekseevich Perminov <sup>3</sup>Viktor Borisovich Perminov <sup>1</sup>Ukhta state technical university, Ukhta

Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
<sup>2</sup>Moscow state university of Railway
Engineering (Ukhta)
21, Dzerzhinskogo str., Ukhta, Republic
of Komi, 169131, Russia
E-mail: astrostas2008@yandex.ru
Phone: (82167) 4-58-98
<sup>3</sup>000 "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

The experimental results shows that the process of deepening wells accompanied autoscillations, the frequency of which is determined by the length of the drill string and indirectly axial load. If enough axial loads at the expense of torque deformation of the drill string in spatial spiral, beating (vibration) may occur which frequency grows depending on the axial load. Kev words: dynamics of drilling column; the frequency of the beating; self.

#### HEAVY SPACER DETERGENCY: RESEARCH RESULTS OBTAINED (p. 33)

Nikolaj Ivanovich Nikolaev Tabatabai Moradi Sejed Shahab National Mineral-Resources University «Gorny» Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia E-mail: nikinik@mail.ru

To achieve a successful cementing, the entire drilling fluid, which is in the anulus between the casing and the wellbore, should be removed. Industry practices show, that the efficient mud removal can be achieved with the use of spacer fluids. The article discusses the mud removal efficiencies of weighted spacer systems investigated under laboratory conditions. **Key words:** cement spacer; weighted fluid; mud removal.

#### TUBING FATIGUE STRENGTH: ESTIMATION PROCEDURE FOR RESERVOIR WATER EFFECT (p. 36)

Igor' Jur'evich Bykov Evgenij Sergeevich Jushin Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia E-mail: ibykov@ugtu.net Phone/Fax: 8(8216)774492

The article discusses reservoir water effect on the fatigue strength of steel tubing in cyclic loading for Timan-Pechora Basin Province. Experimentally determined values of the limits fatique stressing (steels 45, 40X and 30XMA according to GOST) with mechanical testing in dry air and under the influence of reservoir water Usinsk and Zapadniy Tebuk oil fields of the Komi Republic. According to test results coefficients for corrosive influence of reservoir water on the fatigue strength of the investigated steels are calculated. Depending on the values found changes in the of corrosive influence coefficient take place. Empirical formulas to determine fatigue strength limit for steel tubing through tensile strength for Usinsk and Zapadniy Tebuk oil fields of the Komi Republic. Key words: corrosion fatigue strength; tubing; steel samples; brine water; cyclic loads; fatique tests.

#### CORROSION INHIBITOR FORMU-LATION FOR DOWNHOLE EQUIPMENT UNDER HIGH TEMPERATURES (p. 43)

<sup>1</sup>Ivan Aleksandrovich Struchkov <sup>1</sup>Mihail Konstantinovich Rogachev <sup>2</sup>Savelij Jakovlevich Nel'kenbaum <sup>1</sup>National Mineral-Resources University «Gorny» Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia E-mail: StruchkovIA@gmail.com <sup>2</sup>LLC «Sintez TNP» 5, Jubilejnaja str., Ufa, 1450029, Russia E-mail: sale@sintez-tnp.ru

The corrosion problem of the downhole equipment is most sharply shown in the abnormal operating conditions of the oil fields. That take plase at a late stage of exploitation, associated with increased temperatures of the pay zones, high water cut of formation fluids, a mineralization of produced water and presence dissolved carbon dioxide. In relation to conditions in hand the inhibitor of corrosion possessing required anticorrosion protection is made. The assessment of protective effect of corrosion inhibitor in its water dispersion and in a water-in-oil emulsion by a gravimetric method of the analysis was done. And assessment in water dispersion of reactant by an electrochemical method

with potentiostat also was done under laboratory conditions. The choice and dose selection rationale of inhibitor are made on the basis of the completed studies. These experiments showed high protective effect of reactant in simulated environment. **Key words:** corrosion; downhole equipment; high temperature wells; corrosion inhibitor; protective effect.

#### NECESSITY OF OF APPLYING HIGH-RESOLUTION SEISMOLOGY IN THE TERRITORY OF SAMARA REGION (p. 46)

#### Mihail Danilovich Malyhin Jeduard Il'gizovich Ziganshin

Samara State Technical University office 314, 244 Molodogvardeyskaya str., Samara State Technical University, Samara 443100, Russia E-mail: 777-zig-777@mail.ru

Possibilities of performing using high-resolution seismic prospecting on the territory of the Samara Volga region are considered. Recommendations are given. **Key words:** high-resolution seismic prospecting; acoustic impedance; maps of porosity; maps of oil-saturation.

SOUTH-WEST YAKUTIA: LABORA-TORY ESTIMATION OF WATER SOLUBLE POLYMERS EFFICIENCY FOR OIL RECOVERY (p. 50)

Al'bert Serafimovich Portnjagin Ajtalina Fedorovna Fedorova Elena Jur'evna Shic Julija Jeduardovna Shilova

Oil and Gas Research Institute RAS (Jakutsk)

1, Oktjabr'skaja str., Jakutsk, 677000, Russia

E-mail: al220282@mail.ru

The article considers specific nature of rheology and oil-sweeping properties for fluids with different concentrations of polyacrylamide, carboxymethylcel cellulose and polyethylene glycol under low temperatures and high salinity of reservoir water. Effectiveness of water-polymer injection for South-West Yakutia fields is also considered. Results obtained testify that spacer fluids on the basis if carboxymethylcel cellulose and polyethylene glycol are effective for oil recovery and may be recommended for application. Key words: polyacrylamide; carboxymethylcel cellulose; oil recovery factor; specific reservoir conditions.



#### Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2015 год!

#### Индексы журнала:

### - 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";

#### - 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размешает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведушие производственные и сервисные компании.

> Адрес для переписки: 127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10 Телефон редакции: (495) 543 9116 Факс: (495) 543 9612