



УДК 622.24.053.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКИХ ПОКРЫТИЙ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮЖНО-ХАРЬЯГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



STUDY OF WEAR-RESISTANT COATINGS OF DRILL PIPES DURING THE CONSTRUCTION OF A PRODUCTION WELL ON THE YUZHNO-KHARYAGINSKOYE OIL FIELD

Петрушин Евгений Олегович
заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Шиян Станислав Иванович
кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования
нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Аннотация. Процесс строительства скважины является важнейшим этапом разработки нефтяных и газовых месторождений. Сооружение высококачественных скважин обеспечивает повышение эффективности их разработки и, в конечном итоге, способствует увеличению объёмов извлекаемой нефти. В связи с этим необходимо учитывать влияние как геолого-технических, так и организационно-экономических факторов. В статье проведено исследование износостойких покрытий бурильных труб, применяемых при строительстве эксплуатационных скважин на Южно-Харьягинском месторождении.

Ключевые слова: исследование износостойких покрытий бурильных труб; причины износа бурильных труб и его уменьшение; выбор компоновки для стабилизации направления ствола скважины; применение твердосплавных покрытий; эксцентрический износ колонны бурильных труб; методы напыления порошковых материалов; технология «холодного» газодинамического напыления.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of applied mathematician's department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Annotation. The well construction process is an essential stage in the development of oil and gas fields. The construction of high-quality wells provides an increase in the efficiency of their development and, ultimately, contributes to an increase in the volume of recoverable oil. In this regard, it is necessary to take into account the influence of both geological, technical and organizational-economic factors. The article studies the wear-resistant coating of drill pipes used in the construction of production wells on the Yuzhno-Khar'yaginskoye field.

Keywords: study of wear-resistant coatings of drill pipes; causes of wear of drill pipes and its reduction; choice of layout to stabilize the direction of the wellbore; use of carbide coatings; eccentric wear of the drill pipe string; powder spraying methods; technology of «cold» gas-dynamic spraying.

Южно-Харьягинское нефтяное месторождение расположено в Архангельской области, Ненецком районе, в 140 км от г. Усинска, республика Коми. Месторождение открыто в 1988 году, когда при испытании опорной скважины № 1 была установлена промышленная нефтеносность отложений. В дальнейшем при проведении поисково-разведочных работ были выявлены залежи нефти в терригенных среднедевонских и верхнепермских отложениях, а также карбонатах фаменского яруса верхнего девона.

Причины износа бурильных труб и его уменьшение

Износ обычных и утяжелённых бурильных труб ослабляет их прочность и часто является причиной аварий. С ним связана одна из крупных статей затрат в общей стоимости проводки скважины. В



процессе бурения, а также при проведении спускоподъёмных операций бурильные трубы, муфты и замки трутся о стенки скважины либо о колонну обсадных труб. Это приводит к истиранию как самих бурильных труб, муфт и замков, так и обсадных труб.

Предельное по износу состояние колонны бурильных труб характеризуется предельными величинами основных геометрических параметров её элементов (толщина стенок, наружный диаметр, высота профиля резьбы и т.д.), при которых отдельные элементы или вся колонна должны быть сняты с эксплуатации для предотвращения поломок в результате чрезмерного износа.

Износ, как правило, медленный процесс, который не влечёт за собой внутреннего разрушения, но может привести к возникновению аварийных ситуаций (отказов). Наиболее часты отказы муфт, труб и замков вследствие износа наружной поверхности, отказы замков в результате износа и заедания замковой резьбы. Более редки отказы, связанные с износом резьбы труб. Совсем редки отказы из-за промыва резьбы труб и замков, а также промыва соединений в упорном стыке.

Исторически главной причиной усталости металла труб считается точечная коррозия, за которой следуют образование и рост трещин. Другими причинами образования трещин можно считать действие избыточных крутящих моментов и нагрузок на бурильную колонну.

Увеличение глубины бурения – лишь один из тех факторов, которые привели к увеличению затрат, связанных с применением бурильных труб. Другой причиной является так называемая оптимизация бурения. Для подрядчика оптимизация бурения – означает увеличение количества применяемых УБТ, осевой нагрузки на долото, давления на выкиде насоса и скорости вращения бурильного инструмента. Увеличение этих параметров увеличивает абразивный износ, на степень которого также влияют длина колонны бурильных труб и кривизна пробуренной скважины.

Существуют и другие факторы, которые приводят к износу бурильных труб, такие, как вибрация, возникающая в результате попеременного контакта зубьев долота с породой: динамические напряжения, которые возникают при неожиданной остановке движения колонны бурильных труб; колебания крутящего момента, прилагаемого к колонне в процессе бурения.

При большой кривизне наклонно – направленных скважин часто создаются усилия изгиба, которые могут превзойти прочность колонны бурильных труб в месте искривления. В процессе вращения бурильных труб в искривленных стволах скважин усталостные напряжения накапливаются до тех пор, пока не наступит усталостное разрушение. При эксплуатации оборудования не должны превышать расчётные пределы напряжений. Остаточное динамическое воздействие критического искривления стволов скважин и его связь с усталостным напряжением колонны бурильных труб затрудняют определение безопасных для работы пределов напряжений.

Усталостный износ трубы невозможно обнаружить с помощью неразрушающих методов контроля. Это предопределило необходимость разработки методики оценки усталостного износа бурильных труб, на основании которой можно рассчитать ожидаемое число промывов и поломок бурильных труб в процессе проводки куста наклонно-направленных скважин, а также убытки от замены бурильных труб и проведения ловильных работ.

Наиболее эффективным способом предотвращения искривления стволов скважин в настоящее время является применение рациональных компоновок нижней части бурильной колонны. За счёт использования стабилизаторов, включённых в эту компоновку, сохраняется заданное направление ствола скважины. Для этого компоновка нижней части бурильной колонны должна обладать определённой жёсткостью, а включённые в неё стабилизаторы должны находиться в контакте со стенкой скважины. При правильном подборе бурильного инструмента в соответствии с диаметром скважины происходит только постепенное искривление её ствола.

Выбор компоновки для стабилизации направления ствола скважины в каждом конкретном случае зависит от буримости пород и тенденции стволов скважин в данном районе к искривлению.

Наиболее важное место в колонне бурильных труб занимает соединительный замок или муфта. Обычно изгиб трубы происходит в замковом соединении, которое подвергается максимальному износу. Вследствие этого качеству изготовления, техническому контролю и классификации бывших в употреблении замковых соединений и муфт следует придавать большое значение.

Тщательный уход за бурильными трубами и замковыми соединениями, постоянный контроль за их состоянием, соблюдение рекомендованной технологии при работе с трубами на буровой, а также простой технический контроль, осуществляемый специально выделенным для этой цели членом буровой бригады, будут способствовать уменьшению числа аварий и получению значительной экономии.

Для сохранения прочности замковых соединений при вращении необходимо свести к минимуму их износ по наружному диаметру. Этому в значительной мере способствует применение твердосплавных покрытий. Рекомендуется приобретать замковые соединения с надёжным твердосплавным покрытием и наносить дополнительное твердосплавное покрытие в промысловых условиях, по крайней мере, после того, как первоначальная конусность конической части муфты уменьшится в 2 раза.

В ряде случаев подрядчики необоснованно отказываются от твердосплавного покрытия замковых соединений бурильных труб из-за того, что это будто бы ускоряет износ обсадных колонн, в которых работают трубы с такими соединениями.



На основании промысловых данных установлено, что при нанесении на замковые соединения в колонне бурильных труб непрерывного равномерного слоя высококачественного мелкозернистого порошка карбида вольфрама, обсадная колонна будет разрушаться меньше, чем при использовании замковых соединений без твердосплавного покрытия, так как в последнем случае глубокие вмятины от ключей на поверхности замковых соединений, образовавшиеся при работе колонны в среде, содержащей песок, усиливают износ обсадной колонны. В большей части используемых на промыслах буровых растворов содержится достаточное для разрушения обсадной колонны количество песка.

Износ замковых соединений по наружному диаметру может быть иногда эксцентрическим – обычно это говорит о том, что труба изогнута. Такой изгиб обычно происходит в середине тела трубы либо у её верхнего конца у поверхности под клиновой захват и возникает при раскреплении соединения только одним ключом.

Эксцентрический износ колонны бурильных труб может быть также вызван биением её при критической скорости вращения и нагрузке на долото. В результате этого создаются условия, при которых бурильные трубы или замковые соединения (либо и те, и другие) находятся в непрерывном контакте с породой или обсадными трубами в процессе бурения.

Для устранения биения или высокоамплитудной вибрации необходима максимальная стабилизация колонны бурильных труб. Полагают, что установка посередине каждой трубы противоизносной втулки (протектора) позволит улучшить стабилизацию колонны. Применение большинства аналогичных стабилизирующих устройств в прошлом мешало то, что их крепили на трубы недостаточно прочно и, кроме того, существовали ограничения, обусловленные конструктивными особенностями втулок.

Использование указанных втулок позволит повысить скорость вращения бурильного инструмента и за счёт этого увеличить механическую скорость проходки без ускорения износа бурильной колонны.

Износ замковых соединений по наружному диаметру является главным, но не единственным фактором, определяющим снижение их класса.

При бурении глубоких скважин в условиях высоких температур необходимо обращать особое внимание на смазки, применяемые при свинчивании резьбовых соединений. Некоторые из них, как выяснилось, разрушаются при температуре 93–121 °С. Ряд фирм-изготовителей в настоящее время совершенствует связующую основу (смесь консистентных материалов) смазок для резьбовых соединений с тем, чтобы они смогли выдерживать температуру до 260 °С.

Повреждения колонн бурильных труб и снижение их прочности могут быть вызваны неправильной технологией погрузочно-разгрузочных работ и транспортировки. Однако большинства этих повреждений можно избежать, если устанавливать прокладки под концы и в середине труб, а также стальные протекторы у замковых соединений. Разгрузка навалом может привести к повреждению всех транспортировавшихся труб.

Повреждения могут также возникать при использовании стальных стеллажей и мостков, особенно если некоторые их участки шероховаты и неровны, а основание сравнительно высоко. В таких случаях ниппели и муфты бьются о стеллажи и мостки, а трубы могут погнуться. Подобные повреждения можно предупредить при использовании специальных механизмов и автоматизации работ с трубами на буровой. Бурильные трубы могут быть также повреждены при хранении на стеллажах, особенно без прокладок.

К перечню причин возникновения повреждений труб можно отнести также неправильную посадку ниппеля в муфту перед свинчиванием, выскакивание ниппеля из муфты при раскреплении, применение неисправных клиновых захватов и вкладышей ротора, неравномерный захват трубы клиньями и т.д.

Необходимо добиться, чтобы на резьбу обычных и утяжелённых бурильных труб при погрузке, выгрузке и транспортировании были надеты стальные протекторы. Защитная смазка незащищённых резьб иногда настолько загрязняется, что после нанесения на неё дополнительной смазки при свинчивании возможно неравномерное прижатие контактных поверхностей заплечиков ниппелей и муфт замков. Даже при отсутствии вмятин и мест сильной ликвации в процессе бурения может начаться биение колонны и относительное перемещение участков резьб в замковых соединениях, результатом чего явятся утечки бурового раствора или концентрация напряжений у последней нитки резьбы ниппеля, находящейся в зацеплении, будет происходить заедание замковых соединений по боковым поверхностям ниток резьбы, их истирание, уменьшение угла при вершине нитки и т.д.

В настоящее время успешно применяют способ упрочнения наружной поверхности бурильных труб и их соединений путём закалки и нагрева токами высокой частоты. Для наружной поверхности замков этот способ оказался менее эффективным, так как изнашивающие нагрузки на замки в начальный период работы выше, чем в последующий, когда упрочнённый слой уже изношен, а по наружному диаметру они близки к бурильной трубе. В результате ресурс работоспособности замков значительно меньше ресурса работоспособности бурильных труб, хотя толщина закалённого слоя у последних почти в 2 раза меньше.

Способы упрочнения должны отвечать следующим требованиям:

- высокая износостойкость упрочнённого слоя;
- отсутствие отрицательного влияния температуры, создаваемой при проведении всех технологических операций в процессе упрочнения, на механические свойства материала труб и соединений, а также на размеры деталей;



- возможность изменения толщины упрочненного слоя;
- достаточно высокая спайность упрочненного слоя с основным металлом при не слишком большой хрупкости самого слоя;
- коррозионная устойчивость покрытия;
- высокая производительность и технологичность в процессе серийного производства.

Предварительный анализ всех известных способов упрочнения позволяет выделить шесть из них, которые в той или иной мере удовлетворяют перечисленным требованиям:

- 1) наплавка композиционных сплавов;
- 2) электроискровое легирование;
- 3) детонационное покрытие;
- 4) твёрдое хромирование;
- 5) нанесение карбида кремния гальваническим путём;
- 6) контактное электроимпульсное покрытие порошками твёрдых сплавов.

Приведём кратко характеристики этих способов упрочнения.

1. Наплавку композиционных сплавов осуществляют в специальных оправках, надеваемых на деталь и заполняемых различными смесями порошков твёрдых сплавов и наполнителей (например, порошок релита-латунь).

2. Электроискровое легирование материалов основано на принципе разрушения металла импульсным разрядом электрического тока. При электроискровом уплотнении обрабатываемая деталь становится катодом, а обрабатывающий электрод – анодом, который выполнен из твёрдых сплавов. За счёт испарения и переноса частиц его материала на упрочняемую поверхность она покрывается твёрдым сплавом.

3. Детонационное покрытие осуществляют с помощью специальной «пушки», которая «стреляет» порошком твёрдого сплава с большой начальной скоростью. В результате порошок твёрдого сплава приобретает пластические свойства и вместе с газообразными продуктами взрыва внедряется в поверхность упрочняемой детали.

4. Твёрдое хромирование проводят обычным гальваническим путём, но благодаря значительному времени гальванизации наносится более массивное покрытие (до 100 мкм).

5. Нанесение карбида кремния гальваническим путём заключается в нанесении на вращающуюся в электролитической ванне деталь порошка карбида кремния и закреплении его никелем.

6. Контактное электроимпульсное покрытие порошками твёрдых сплавов позволяет нанести на деталь твердосплавный слой в процессе обкатки её роликами, служащими также электродом. В зону действия разряда из смесителя поступает порошок твёрдого сплава с наполнителем.

Стоимость бурильных труб достаточно высока, поэтому нужно стремиться к максимальному их использованию, для чего необходимо предупреждать возможность их повреждений. С этой целью следует периодически проводить дефектоскопию труб.

Наибольшее использование получили три самостоятельных метода дефектоскопии: «соноскоп», электронный и с использованием магнитного порошка.

По методу «соноскоп» проверяют наружный диаметр трубы по всему телу, с помощью ультразвука проверяют толщину стенок, визуально осматривают трубы (наличие вмятин, царапин и т.п.) и проводят электромагнитную инспекцию тела трубы. При электромагнитной инспекции магнитная катушка и детектор перемещаются по всей длине трубы. При наличии в трубе трещин, коррозионных язвин и других дефектов сигналы от детектора меняются. Эти сигналы выводятся на панель, где они усиливаются и записываются на ленту для последующего анализа и интерпретации их инженером-инспектором.

Электронный метод используют для дефектоскопии концов труб – основных мест концентрации усталостных трещин. Для их выявления используют технику, обычно применяемую при электромагнитной индукции, причём сигналы соответствующего прибора также усиливаются и записываются на ленту для последующего анализа.

Метод с использованием магнитного порошка применяют для дефектоскопии трубных соединений. При этом методе на обнажённую поверхность соединений наносят порошок – намагниченные частицы железа. Эти частицы притягиваются к местам изменений магнитного поля, обусловленных дефектами в соединениях. По конечному расположению линий магнитного поля судят о дефектах в соединениях.

При бурении глубоких скважин или в других случаях работы УБТ в тяжёлых условиях проверять их состояние путём тщательного внешнего осмотра следует при каждом спуско-подъёме бурильного инструмента. Наиболее эффективен метод магнитоскопии или метод флюоресцентной магнитоскопии.

Техническое состояние комплектов бурильных труб в процессе их работы определяется размером начисленного условного износа. Принимается, что новые трубы имеют условный износ $S = 0$; масса комплекта равна фактической массе труб. Трубы комплекта, обработанные в скважине, условно теряют массу при условном износе:



$$S = a \cdot k \cdot L \cdot c,$$

где S – условный износ, начисляемый на комплект при работе в пределах одного интервала глубин, кг; a – средняя норма расхода труб на 1 условный метр проходки, кг/м; L – проходка с применением комплекта в данном интервале, м; k – коэффициент, учитывающий глубину скважины; c – коэффициент, учитывающий буримость пород в данном районе.

Ещё одним средством предохранения бурильных труб от износа во время бурения скважин является применение резиновых протекторов, которые закрепляют на концах труб у замковых соединений. Эти протекторы придают колонне бурильных труб определенное направление, защищая её и соединительные замки от чрезмерного износа, а также защищая обсадные трубы от ударов, наносимых бурильной колонной во время её вращения.

С конструктивной точки зрения эти протекторы могут иметь цилиндрическую форму, представляя собой одно целое. Их устанавливают на бурильной трубе путём натягивания резины при помощи специальных установочных приспособлений, позволяющих надевать протекторы на трубу и фиксировать их на ней в требуемом месте. Кроме того, имеются съёмные протекторы, которые фиксируются на бурильной трубе подобно браслету и обладают рядом положительных особенностей при работе в скважине.

Используемая для изготовления таких предохранителей резина должна быть достаточно эластичной, чтобы можно было легко надевать протектор на бурильную трубу, не опасаясь остаточной деформации. В то же время резина должна иметь хорошую износостойчивость, достаточный предел усталости, временное сопротивление разрыву или сопротивление сдвигу, так как наружная поверхность и торцы протектора подвергаются истиранию и могут быть разрезаны или разорваны.

Таким образом, дальнейшее повышение эффективности буровых работ сдерживается из-за недостаточной прочности колонны бурильных труб. В настоящее время в нашей стране около 75 % бурильных труб изготавливают с навинчиваемыми замками (сборной конструкции), хотя более работоспособна колонна из высокопрочных бурильных труб с приварными замками.

Срок службы бурильных труб нельзя значительно увеличить без повышения износостойкости резьбовых соединений замков. Твёрдость резьбовых соединений замков из стали марки 40ХН за счёт термической обработки достигает Нв (280–320). Однако возможности этой стали использованы не полностью. При применении технологии, обеспечивающей структуру сарбита отпуска, увеличатся прочность и износостойкость таких замков.

Совершенствование бурильных труб позволит: сократить в 2–3 раза их расход и уменьшить на 75 % число аварий с ними; повысить добычу нефти и газа с агрессивными компонентами

Методы напыления порошковых материалов

В известных газотермических методах напыления порошковых материалов на подложку используются высокотемпературные двухфазные потоки. Формирование покрытий происходит при взаимодействии с подложкой расплавленных или близких к этому состоянию частиц напыляемого материала. Для реализации этого механизма используются высокотемпературные газовые потоки, например, температура низкотемпературной плазмы, составляет, как правило, не ниже 2500 °С. Эти высокоэнергетические потоки получают при помощи дорогих и сравнительно сложных с технической точки зрения высокотемпературных устройств, например, плазмотроны, газопламенные горелки, детонационные пушки и т.п.

Плазменное напыление

Плазмой называется частично или полностью ионизированный газ, состоящий из положительно и отрицательно заряженных частиц. Носителями зарядов в плазме являются электроны и положительные ионы. Напыление при плазменном методе получения покрытия состоит в образовании слоя путём динамического осаждения на основном материале расплавленных или оплавленных капель или частиц напыленного материала, образующихся при нагреве порошка плазменным потоком.

Преимущества:

1. Высокая температура и теплосодержание плазменной струи позволяют сравнительно просто напылять практически все известные, даже самые тугоплавкие материалы, если только они не сублимируют или не разлагаются в струе.

2. Температуру и скорость плазменной струи можно менять в широком диапазоне, подбирая диаметр и форму сопла, режимы напыления. Это даёт возможность наносить покрытия из самых различных материалов: металлов, керамики, органических материалов.

3. Напыление материала не приводит к деформации и понижению прочности изделия, на которое наносится покрытие.

4. Вид обрабатываемого материала определяет выбор газов, конструкцию плазмотрона и параметры источников питания.



Среди всех достоинств плазменных методов напыления порошковых материалов стоит отметить несколько недостатков:

- Важной проблемой технологии плазменного напыления является выбор плазмообразующего газа. Для плазменного напыления могут быть использованы многие газы и их смеси, как известно использование защитных газов существенно удорожает процесс напыления.
- Обычно плазменное напыление применяется для напыления тугоплавких материалов и керамик.
- Особые сложности возникают при напылении легкоплавких материалов, в процессе переноса могут происходить сложные физико-химические взаимодействия, включающие образование оксидов, нитридов, карбидов, разложение ряда материалов, структурные изменения и т.д., значительно снижающие качество покрытия. Особенно это характерно для химически активных металлов Al и сплавов на основе Al, Zn, Sn, Pb и др., на базе которых в последнее время реализуется множество перспективных разработок.

Поэтому ведущие материаловеды и технологи-специалисты по функциональным покрытиям, продолжают интенсивные поиски технологических процессов, позволяющих производить напыление плёнок с управляемым комплексом свойств, при существенно более низких температурах, не превышающих 400–600 °С. При этом для обеспечения высокой адгезии необходимо значительное увеличение скорости гетерофазного потока. Одним из таких методов является технология «холодного» газодинамического напыления.

Метод ХГДН

Суть метода состоит в нанесении на обрабатываемую поверхность порошков металлов с помощью сверхзвуковых потоков воздуха. Порошковый материал, представляющий собой мелкодисперсные частицы, ускоряется в сверхзвуковом сопле потоком сжатого воздуха и фокусируется на покрываемую поверхность.

Метод ХГДН имеет следующие достоинства по сравнению с традиционными технологиями получения покрытий:

- частицы переносятся в «холодном» состоянии со скоростями переноса до 2 М и более, обеспечивая тем самым высокую адгезию покрытия с подложкой;
- обеспечивается возможность получения покрытий, без изменения исходного состава, структуры и свойств напыляемого порошка;
- создаётся возможность получать покрытия с постоянным или регулируемым составом по толщине (функционально-градиентные покрытия);
- отсутствует заметное термическое воздействие на материал подложки;
- возможно получение покрытий из различных металлов, сплавов и неметаллических материалов;
- обеспечивается безопасность, экономичность и управляемость процесса.

Литература

1. Проект на строительство эксплуатационных скважин на Южно-Харьягинском месторождении на 2008 г., ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Издательство «Недра», 1993–1996. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Доброчасов А.И. Способы снижения износа бурильных труб в скважинах со сложным профилем // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 99–108.
10. Гамма-процентный ресурс скважин и критерий срока службы резьбовых соединений труб обсадных колонн / Н.Г. Федорова [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 120–124.
11. Ягудин М.А., Фатхутдинов Т.З., Галикеев Д.Р. Анализ и разработка резьбовых смазок для бурильных труб // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 293–300.

References

1. Project to build production wells at the Yuzhno-Kharyaginskoye field in 2008, ООО LUKOIL-Komi.
2. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Drilling Engineer Handbook in 4 volumes. – M. : «Nedra» Publishing House, 1993–1996. – Vol. 1–4.



3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and Gas Wells Underground Overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geoinformatics of Oil and Gas Wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Dobrochasov A.I. Ways of the drill pipe wear reduction in the wells with a complicated profile // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 99–108.
10. Gamma-Percent Well Life and Service Life Criterion for Casing Tubing Threaded Joints / N.G. Fedorova [et al.] // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 120–124.
11. Yagudin M.A., Fatkhutdinov T.Z., Galikeyev D.R. Analysis and development of the threaded lubricants for the drilling pipes // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 293–300.