

# ОБЗОР КЛАССИФИКАЦИИ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИХ

Стольников Кирилл Владимирович  
студент магистратуры,

кафедра «Бурение нефтяных и  
газовых скважин»,

Тюменский                   индустриальный  
университет,

РФ, г. Тюмень email:kiri107@mail.ru

## Введение

Опорно-центрирующие элементы бурильной колонны являются средствами реализации центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя, стабилизации, изменения направления ствола скважины и улучшения условия работы долота. Актуальность применения опорно-центрирующих элементов возросла, что связано, в первую очередь, с повышением сложности траекторий скважин, повышением скорости бурения и скважин с большим отклонением от вертикали, бурением протяженных горизонтальных участков.

Целью работы является сравнительный обзор опорно-центрирующих элементов для определения их преимуществ и недостатков.

## Обзор и классификация опорно-центрирующих элементов

С применением телеметрических систем доля применения опорно-центрирующих элементов сильно сократилась по причине управления процессом бурения с помощью данных положения ствола скважины, получаемых из телесистемы, и управления направления бурения с помощью выставления нужного азимута отклонителя гидравлического забойного двигателя (ГЗД). При бурении

интервалов стабилизации бурение происходит с вращением бурильной колонны и контролем замеров инклинометрии перед каждым наращиванием следующей бурильной трубы, и если угловые параметры устраивают, т.е. фактическая траектория сходится с плановой, то процесс роторного бурения продолжается.

С применением долот PDC сократилось число смен компоновок, стало нормой, когда при бурении Западной Сибири за один рейсиспользуется одно долото и одна не меняемая компоновка. Основная задача опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) в необходимости удержания ствола скважины в стабилизации, наборе падении величины зенитного угла не востребована, не требуются дополнительные спуско-подъемные операций по смене компоновок. Но забывать про опорно-центрирующие элементы еще рано, и связано это с повышением сложности траекторий скважин, повышением скорости бурения и скважин с большим отклонением от вертикали, бурением протяженных горизонтальных участков. ОЦЭ применялись и применяются при бурении вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин для управления траекторией и повышения качества проводки, управления параметрами искривления ствола скважины и снижения возможностей возникновения осложнений, а также улучшения технико-экономических показателей бурения [1]. Позволяют предотвратить вредное желобообразование на стенках скважины, ликвидировать неровности на них, избежать сужения ствола, а также исключить необходимость проработки и расширения ствола при спуске нового долота. Но эффективное использование ОЦЭ в определенной мере сдерживается несовершенством выбора конструкций компоновок низа бурильной колонны (КНБК) и их геометрических параметров.

К опорно-центрирующим элементам относятся центраторы, калибраторы, стабилизаторы отличающиеся друг от друга в основном местом расположения в бурильной колонне и длиной [2, 3]. К части выполнения ОЦЭ и их функций можно отнести и появившиеся в недавнем времени профилированные бурильные трубы, разнопеременного диаметра и с возможным наличием фрезерованных лопастей. Данные элементы бурильной колонны в значительной степени способствуют осуществлению запроектированных режимов бурения и повышению показателей работы долот, возможности

увеличения осевой нагрузки на долото и очистке скважины от шлама, что, в свою очередь, приводит к росту механической скорости.

На основании проведенного обзора существующих опорно-центрирующих элементов, применяемых при бурении наклонно направленных скважин, обобщена и приведена в табличный вид классификация по конструкции ОЦЭ (таблица 1).

Предложенная классификация ОЦЭ позволит выявить наиболее оптимальные конструкции, которые могут значительно уменьшить силу трения, и разобраться в принципе функционирования и назначении ОЦЭ.

Все указанные в таблице 1 ОЦЭ, помимо своих основных функций, также уменьшают поверхность контакта по телу бурильной колонны со стенками скважины, тем самым

улучшая ходение бурильного инструмента и КНБК, что снижает возможность возникновения прихвата бурильной колонны. Согласно ранее действующему отраслевому стандарту (ОСТ 39-078-79), классификация и определения основных типов ОЦЭ следующие.

Калибратор – калибрующее и опорно-центрирующее устройство, предназначенное для калибрования ствола скважины, центрирования и улучшения условий работы долота и забойного двигателя, устанавливается над долотом.

Центратор предназначен для стабилизации профиля наклонно-направленных скважин, устанавливается над калибратором или в колонне бурильных труб.

Стабилизатор – для стабилизации направления ствола скважины, устанавливается в труб. над калибратором или в колонне бурильных труб.

Расстояние от долота до места установки центраторов и стабилизаторов определяется расчетным путем. По описанию не трудно заметить, что функции калибратора, стабилизатора и центратора примерно одни и те же, поэтому в США, Канаде и других западных странах они имеют единое название стабилизаторы.

Рассмотрим основные функции и схемы применения (ОЦЭ) калибратора, центратора

и стабилизатора. Калибратор устанавливают непосредственно над долотом, иногда между секциями утяжеленных бурильных труб (УБТ), может использоваться в компоновке для шаблонирования ствола скважины. Длина калибратора соответствует 0,8-3,0 диаметра долота, а его номинальный диаметр равен, как правило, диаметру долота (рисунок 1). Центраторы, устанавливаемые в составе бурильной колонны, называют колонными, их применяют для обеспечения совмещения оси бурильной колонны с осью скважины в местах их установки, тем самым предупреждая искривление ствола при бурении скважины.

Центраторы, устанавливаемые на корпусе забойного двигателя, называют соответственно центраторами забойного двигателя, они служат для улучшения условия работы

долот и забойных двигателей за счет предотвращения возникновения или уменьшения

отклоняющей силы на долоте. Стабилизаторы имеют длину, в не сколько раз большую по сравнению с длиной центраторов, и их основная функция при этом— стабилизация зенитного угла скважины. Лопасті ОЦЭ армируются самыми разными твердосплавными материалами. Передняя кромка большинства стабилизаторов также упрочняется твердыми сплавами. Относительная простота изготовления калибраторов, центраторов и стабилизаторов породила различные шифры наименования.

На рисунке 2 представлена расшифровка на именовании калибраторов, изготавливаемых

ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Таблица 1. Классификация опорно-центрирующих элементов

Опорно-центрирующие элементы	Центраторы	Колонные	Прямые			
			Спиральные			
			Скользящие			
			Вращающийся центратор			
			Роликовый центратор (ЗХБ)			
			Протекторы рукавного типа	Бочкообразные (с износостойким материалом с пониженным коэффициентом трения)		
		С лопастями (с пониженным коэффициентом трения и прохода бурового раствора)				
	На забойном двигателе	Специальные, ударные и пр.				
		Стационарные				
		Передвижной центратор забойного двигателя	Прямые			
			Спиральные			
	Калибраторы	Цельнофрезерованные	Радиально-упругие	Осесимметричные		
				Амортизаторные		
				Центробежные		
				Демферные		
				Эксцентричные		
		Шарошечные	Гладкие			
			Тип S (Soft). Вооружения зубцов сделаны закаленными			
			Тип M (Medium). Зубья подвергаются механической обработке и упрочняются карбидом вольфрама			
			Тип H. Hard. Шарошка имеет вставки из карбида вольфрама TCI для твердых и полубразивных пород			
			Тип VH. Резак с высокой плотностью TCI для очень твердых и абразивных пород			
		Выдвижные				
		Переменного диаметра				
		Гидравлические				
		Стабилизаторы	Переменного диаметра Adjustable gauge stabilizer (AGS)		Гидравлический	
					Механический	
			Цельнофрезерованные		Прямые	
	Спиральные					
	Комбинированные					
	Профилированные буровые трубы	СБТ	Со спирал., профилем на плече замкового соединения и твердосплавной наплавкой Max (VamDrilling)			
			Со спирал., профилем на утолщениях по телу трубы и твердосплавными наплавками DP (VamDrilling)			
		ЛБТ	Легкосплавные буровые трубы с протекторным утолщением в середине трубы - ЛБТПН-П			
			Легкосплавные буровые трубы с протекторным утолщением в середине трубы - ЛБТПН-С			
		УБТ	Со спирал., профилем на утолщ., по телу трубы и твердосплавными наплавками УБТ HWDP (VamDrilling)			
			Со спирал., профилем на плече замк., соединения и твердосплавной наплавкой УБТ HWDC Max (VamDrilling)			
			Опоры УБТ	ОП - опора промежуточная		
				ЦК - центратор квадратный		
ОВ - опора промежуточная со съемной гильзой						



Рисунок 1. Калибраторы спиральные производства ООО НПП «БУРИНТЕХ»



Рисунок 2. Шифры наименования калибраторов, изготавливаемых ООО НПП «БУРИНТЕХ»

Согласно отраслевому стандарту ОСТ 39-078-79, длина опорно-центрирующих и калибрующих поверхностей относительно наружного диаметра должна соответствовать:

- калибратор  $0,8-3,0 D$ , где  $D$  меняется от 93 до 508 мм;
- центраторы гидравлических забойных двигателей в пределах  $0,2-2,0 D$ ,  $D$  меняется от 98,4 до 508 мм;
- колонные центраторы в пределах  $3,0-8,0 D$ ,  $D$  меняется от 98,4 до 508 мм;
- длина стабилизатора в пределах  $3,5-12,0 м$ ,  $D$  меняется от 98,4 до 508мм.

Управление траекторией возможно относительно простым способом контроля точки касания компоновки со стенками скважины для создания боковых сил, в зависимости от положения ОЦЭ в компоновке бурильной колонны. Если ОЦЭ достаточно далеко от долота, это может не иметь никакого эффекта на КНБК. Тем не менее, если ОЦЭ перемещать ближе к долоту, получим изменения точки касания компоновки со стенкой

скважины. При установке над долотом полно размерного калибратора за счёт веса вышерасположенного забойного двигателя или УБТ долото прижимается к верхней стенке ствола скважины, что ведёт к увеличению зенитного угла скважин. Диаметр полноразмерного калибратора соответствует диаметру долота, если калибратор не полноразмерный т.е. его диаметр меньше диаметра долота, темп роста зенитного угла уменьшается. Если из компоновки низа

бурильной колонны исключить центраторы, то за счёт сил тяжести УБТ или забойного двигателя долото будет прижиматься к нижней стенке, и зенитный угол станет уменьшаться, т.е. если нагрузка на долото равна нулю, работает только эффект отвеса для снижения боковой силы, которая направлена вниз. При увеличении нагрузки появляется сила, направленная вверх, точка касания приближается к долоту, эффект отвеса уменьшается [4]. При применении осевой нагрузки (вес на долото) получаем положительные изгибающие силы, эффект отвеса на падение уменьшается. Главной особенностью центраторов забойных двигателей является способ крепления их на корпусе забойного двигателя в месте, обеспечивающем требуемое удаление центратора от долота. КНБК с центраторами забойного двигателя могут применяться как для стабилизации параметров искривления ствола, так и с целью управляемого изменения зенитного угла скважины. Основное условие эффективного управления траекторией долота — обеспечение минимального зазора (либо полное исключение его) между наружным диаметром центратора и стенкой скважины. Необходимо исключить либо значительно уменьшить износ рабочих элементов во время спускоподъемных операций и добиться полноразмерности центраторов в процессе работы долота. В значительной мере этим требованиям отвечают центраторы с изменяемой геометрией центрирующих элементов. Рассмотрим уже известные устройства снижения коэффициента трения в виде различных роликовых центраторов для обсаженной части ствола. Первые патенты на изобретения подобных ОЦЭ бурильной колонны были получены в 1930-х гг. (рисунок 3).

### **Центраторы с изменяемой геометрией центрирующих элементов**

В 70-е годы прошлого столетия на кафедре бурения Уфимского нефтяного института (УНИ) (ныне Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ)) были разработаны гидравлично-механические центраторы с изменяемой геометрией центрирующих элементов (рисунок 4). Особенностью данного центратора является то, что он имеет два положения: транспортное и рабочее. В транспортном положении его диаметр равен диаметру забойного двигателя, в рабочем – диаметру скважины. Однако эти центраторы имели конструктивные недостатки центрирующие элементы вращались вместе с бурильной колонной, что приводило к их бы строму износу, а также значительно снижало крутящий момент на долоте [5, 6].

В 2017 г. на кафедре УГНТУ была доработана конструкция центратора гидравлично-механического с вращающимися центрирующими элементами. Преимуществом данной конструкции является то, что центрирующие элементы (плашки) центратора неподвижны относительно скважины (обсадной колонны) и совершают только поступательные движения, что

позволяет уменьшить износ рабочих элементов центратора и уменьшить потери крутящего момента. Эти задачи решаются путем установки подшипников

скольжения (полимерный материал с низким коэффициентом трения) между муфтой и конусом, также между полым штоком и конусом[7].

Все типы центраторов работают по принципу отжатия бурильной колонны от стенки скважины. К ним предъявляется ряд требований, основные из которых следующие: надлежащее центрирование колонны; достаточная площадь контакта со стенками скважины при бурении в любых породах, исключающая механическое внедрение центрирующих элементов в стенки скважины; хорошая проходимость по стволу; высокая износостойкость, хорошая динамическая балансировка (для вращающихся центраторов), исключающая биение и вибрации и др. Центробежные ОЦЭ предназначены для центрирования низа бурильной колонны и калибрования стенок скважины. Центробежные ОЦЭ состоят из корпуса с обоймой, в кольцевом пространстве между которыми крепятся рабочие органы, прижимающиеся к корпусу возвратной пружиной. Под действием центробежной силы рабочие органы выдвигаются из обоймы до соприкосновения со стенками скважины. Длина центратора должна равняться одному-двум диаметрам долота. Формирование ствола скважины может происходить только при вращении лопастного элемента (и калибраторы, и центраторы – лопастные элементы). Элементы, не участвующие в формировании ствола скважины, условно неподвижные, выступают в качестве центраторов. Центраторы для работы внутриобсадных колонн при ремонте скважин должны быть травмобезопасными по отношению к колоннам (неармированные рабочие поверхности лопастей).

Центратор роликовый вращающийся состоит из: основного корпуса, выполненного в виде переводника с замковой резьбой; корпуса центратора, в 4-х лопастях которого размещены по 2 ролика, закрепленные на осях; 2-х подшипниковых узлов, обеспечивающих вращение центратора вокруг оси основного корпуса; заправочных пробок для смазки подшипников и 4-х сальниковых уплотнений, препятствующих попаданию вовнутрь механических примесей (рисунок 5).

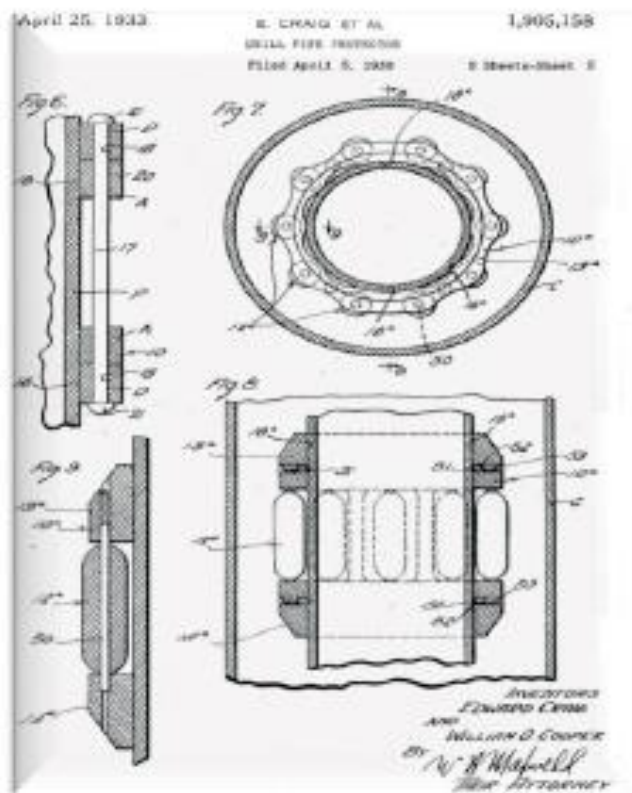
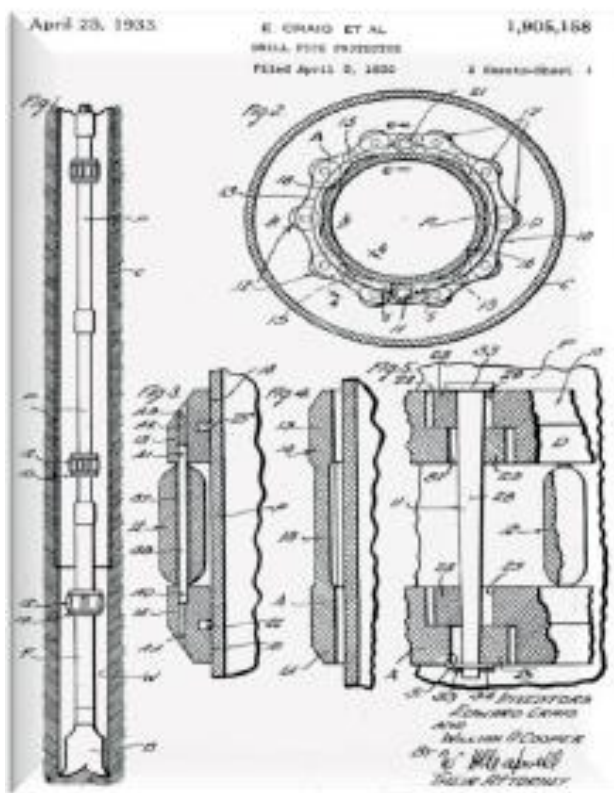


Рисунок 3. Патенты 1930-х гг. на роликовые ОЦЭ (протекторы)

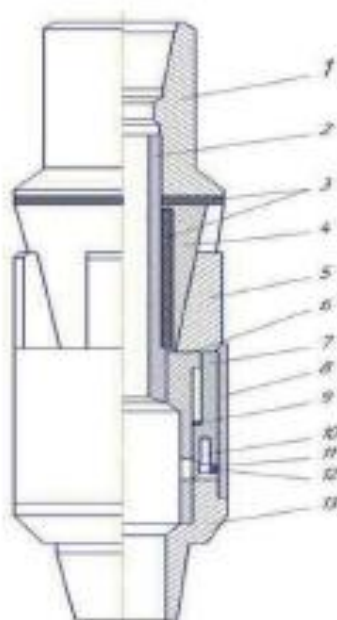


Рисунок 4. Центратор гидравлично-механический с вращающимися центрирующими элементами

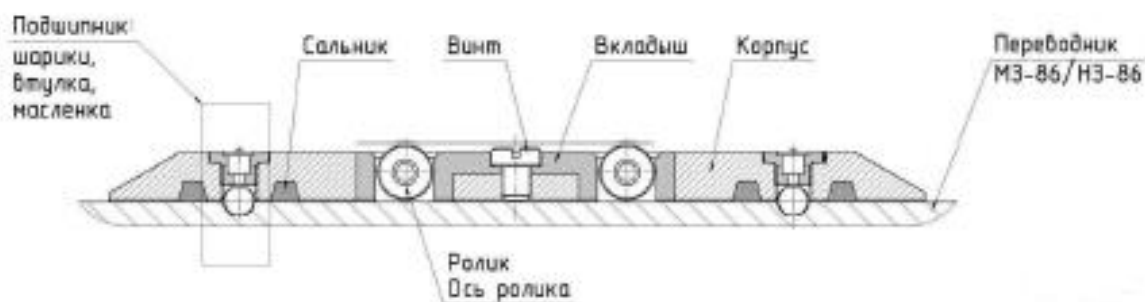


Рисунок 5. Центратор роликовый вращающийся ЦР-136

Роликовые центраторы, уменьшающие момент, являются более эффективной альтернативой не вращающимся кольцам, они в большей степени уменьшают момент, кроме того, могут поглощать большие боковые нагрузки. Требуется лишь минимальное количество переводников для достижения какого-либо стоящего преимущества. Опасения при применении этого инструмента вызывает то,

что площадь поперечного сечения несколько больше, и поэтому может представлять проблему результирующая ЭПЦ. Калибратор-центриратор наддолотный центробежный (КЦНЦ) предназначен для установки на валу забойного двигателя и состоит из корпуса, обоймы и выдвигаемых плашек. Между корпусом и обоймой в кольцевой проточке размещены плашки, которые за счет центробежной силы при вращении вала забойного двигателя выдвигаются из окон, профрезированных в обойме, контактируя со стенкой скважины.

Принцип работы КЦНЦ основан на отжати инструмента от стенки скважины с усилием, равным центробежной силе, возникающей при вращении выдвижных элементов (плашек) центратора вокруг его оси. Центробежная сила  $F_{ц}$  может достигать 500—2000 Н и регулируется изменением массы и числа

плашек:

$$F_{ц} = m \cdot \omega^2 \cdot R, \quad (1).$$

где  $\omega$  — угловая скорость вращения;  $R$  — радиус скважины.

Выдвинутые плашки устройства при вращении снимают неровности стенки жины, калибруя ее. КЦНЦ значительно снижает интенсивность падения зенитного угла при бурении без отклонителя, в связи с чем он может быть рекомендован в качестве стабилизаторов при проводке наклонно прямолинейных участков скважины. Калибратор переменного диаметра рассмотрим на примере гидромеханического калибратора «Андергейдж», который позволяет менять жесткость компоновки путем изменения диаметра с целью корректировки зенитного угла без подъема инструмента. Может применяться как в роторных, так и управляемых компоновках с забойным двигателем для набора, спада и стабилизации зенитного угла [8]. Принцип

действия гидравлического калибратора заключается в изменении рабочих диаметров на полный и неполный, транспортное положение – это неполный диаметр. И посредством циклической смены режимов, смены циркуляций возможен переход с одного диаметра на другой. Индикация режимов работы, считываемая с манометра на пульте бурильщика, позволяет в любое время точно определить калибр инструмента. И позволяет экономить время и затраты на рейсы для смены компоновок.

В сочетании с забойным двигателем калибратор переменного диаметра позволяет осуществлять проходку прямых участков наклонно-направленных и горизонтальных стволов с вращением колонны, осуществляя поддержание заданного зенитного угла, при этом процент бурения без вращения колонны сводится к минимуму, с одновременным повышением скоростей проходки и качества очистки ствола за счет оптимизации выноса шлама [9].

В процессе проведения работ в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при вращении колонны бурильных труб на участках набора и падения угла и горизонтальном участке возникают переменные нагрузки, не позволяющие устанавливать необходимую контролируемую нагрузку и момент вращения на забое скважины. Один из методов, который используется для управления оборудованием на забое, это размещение центраторов роликовых вращающихся или переводников с вращающимся корпусом так, чтобы обеспечить точки опоры на проблемных углах скважины и обеспечить свободное проворачивание и продольное движение колонны бурильных труб. Проворачивание колонны стальных бурильных труб (СБТ) в центраторах роликовых вращающихся или переводников с вращающимся корпусом может позволить продлить эксплуатационный ресурс СБТ и сократить расходы на проведение дорогостоящего капитального ремонта, так как минимизируются трение бурильного замка о стенки эксплуатационной колонны и соответственно его износ.

### Выводы

Выполнена классификация наиболее распространенных опорно-центрирующих элементов, приведено развернутое описание наиболее интересных инструментов данного типа, приведены исторические справки, рассмотрены их характеристики по назначению и точки зрения возможности повышения энергии, подводимой к породоразрушающему инструменту при бурении.

Дан сравнительный анализ опорноцентрирующих элементов с целью определения их преимуществ и недостатков, однако необходимо учитывать, что поставщик оборудования может в целях саморекламы завы

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петрухин В.В., Петрухина Н.И. Бурильная колонна. Элементы бурильной колонны. URL: <http://elib.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2013/11/1781.pdf>. (дата обращения: 01.05.2019).
2. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990. 352 с.
3. Масленников И.К. Буровой инструмент. М.: Недра, 1989. 432 с.
4. Калинин А.Г. Искривление скважин. М.: Недра, 1974. 304 с.
5. Пат. 2151853 РФ, МПК Е 21 В 17/10. Центратор бурильного инструмента / М.Р. Мавлютов, Л.М. Левинсон, С.В. Радионова. 98120940/03. Заявлено 23.11.1998; Опубл. 27.06.2000.
6. Левинсон Л.М., Чуктуров Г.К., Левинсон М.Л., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения и навигация сложнопрофильных скважин. Уфа: Монография, 2016. 164 с.
7. Левинсон Л.М., Мухаметов Ф.Х. Управление искривлением наклонно-направленных скважин. Уфа: Монография, 2018.
8. Сенатов В., Котлевич И., Мелехин А., Видавский В., Шабаров А. Применение калибратора переменного диаметра НАГ в бурении наклонно направленных скважин // Бурение и нефть. 2006. № 6. С. 34-37. URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_13121959\\_97647225.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_13121959_97647225.pdf). (дата обращения: 01.05.2019).
9. Левинсон Л.М., Агзамов Ф.А., Конесев В.Г., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения горизонтальных скважин. Уфа: Монография, 2019. 318 с.
10. Вахрушев А.В. Новейшие инструменты Vallourec Drilling Products для бурения сложных скважин // Бурение и нефть. 2015. № 1. С. 51-56.