



Расчет бокового усилия на долоте для оптимизации КНБК с роторно-управляемыми системами

Д.С. ГИНИЯТОВ,

к.т.н., ведущий инженер-конструктор ООО НПП «БУРИНТЕХ»

Г.Г. ИШБАЕВ,

д.т.н., генеральный директор ООО «НПП «БУРИНТЕХ», заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин ФГБОУ ВО «УГНТУ»

А.Г. БАЛУТА,

заместитель генерального директора – начальник Центра разработки ООО НПП «БУРИНТЕХ»
balutaag@burinteh.com

ООО НПП «БУРИНТЕХ»,
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

г. Уфа, 450029,
Российская Федерация
bit@burinteh.com

**D.S. GINIYATOV,
G.G. ISHBAYEV,
A.G. BALUTA**

BURINTEKH Ltd,
Ufa State Petroleum
Technological University

Ufa, 450029, Russian Federation

Процесс направленного бурения нефтяных и газовых скважин с применением роторно-управляемых систем характеризуется созданием бокового усилия на долоте, которое влияет на интенсивность набора параметров кривизны, проходимость инструмента и скорость механической проходки. Для оптимизации состава компоновки с роторно-управляемыми системами необходимо создание расчетных методик. Основываясь на результатах опытно-промышленных испытаний роторно-управляемых систем и научных исследований в этой области, создана первоначальная версия расчетного модуля. Расчетный модуль позволяет с достаточной точностью прогнозировать интенсивность набора параметров кривизны и проходимость инструмента в искривленном стволе, определять необходимую боковую агрессивность долота, оптимизировать компоновку путем размещения дополнительного калибратора. Достоверность результатов расчета модуля подтверждена в промышленных условиях.

Ключевые слова: роторно-управляемая система, боковое усилие на долоте, интенсивность набора параметров кривизны, расчетный модуль, направленное бурение, ООО НПП «БУРИНТЕХ»

Calculation of lateral force on the bit for optimization of bha with rotary steerable systems

The process of directional drilling of oil and gas wells using rotary-steerable systems is characterized by the creation of a lateral force on the bit, which affects the intensity of the set of curvature parameters, the tool cross-country ability and the speed of mechanical penetration. To optimize the composition of the assembly with rotary-steerable systems, it is necessary to create calculation methods. Based on the results of pilot field tests of rotary-steerable systems and scientific research in this area, the initial version of the calculation module was created. The calculation module allows you to predict with sufficient accuracy the intensity of the set of curvature parameters and the tool cross-country ability in a curved wellbore, determine the required lateral aggressiveness of the bit, optimize the assembly by placing an additional calibrator. The reliability of the module calculation results is confirmed in field conditions.

Keywords: rotary steerable system, lateral force on the bit, build up rate penetrated, calculation module, directional drilling, BURINTEKH Ltd

ООО НПП «БУРИНТЕХ» с 2016 года ведутся разработка и освоение роторно-управляемых систем (РУС). Первой моделью РУС, разработанной и изготовленной на предприятии, стала роторно-управляемая система гидромеханического принципа действия РУС-ГМ-195 (рис. 1) [1]. В гидромеханическом исполнении РУС приводные поршни отклоняющих

плашек приводятся в действие, преобразованной в давление масла, энергией бурового раствора, а усилие прижатия их полностью зависит от перепада гидродинамического давления на уровне инструмента. При этом переключение режимов работы производится за счет отключения и включения буровых насосов (возможно переключение режимов, путем значительного

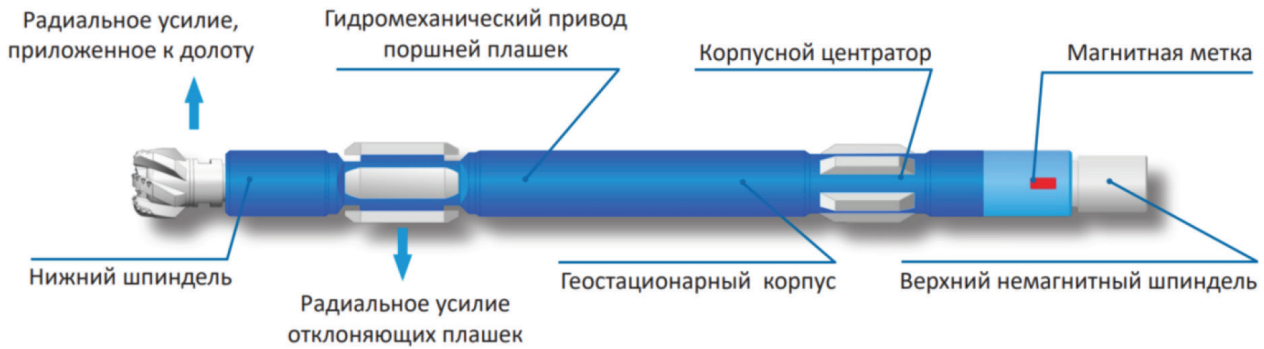


Рис. 1. Роторно-управляемая система РУС-ГМ-195 разработки и производства ООО НПП «БУРИНТЕХ»

снижения потока бурового раствора и обратного восстановления до рабочих значений).

По результатам опытно-промысловых испытаний и последующего ряда модернизаций конструкции блока отклонителя РУС-ГМ-195, решены проблемы со стабильностью переключений режимов и надежностью работы инструмента. Но в ходе промысловой работы инструмента возникла потребность в решении вопросов, связанных с проектированием компоновки низа буровой колонны (КНБК) с РУС. Основными вопросами по оптимизации состава КНБК являются: необходимая боковая агрессивность и конструкция применяемого долота, оптимальное значение отклоняющего усилия на плашках РУС, диаметр и расстояние установки калибратора в верхней части компоновки в составе комплекса телеметрической системы (ТС). Все вышеперечисленные параметры влияют на работу КНБК с РУС. Так, чрезмерная боковая агрессивность долота и величина отклоняющего усилия на плашках приводит к проблемам с проходимость инструмента и к низкой скорости проходки. С другой стороны, недостаточное усилие на отклоняющих плашках приводит к увеличению скорости поворота геостационарного корпуса, вплоть до потери управляемости направленного бурения. Также наличие, диаметр и расстояние установки калибратора в составе сборки немагнитных труб ТС напрямую влияют на тенденцию компоновки к удержанию, набору или сбросу зенитного угла. В связи с вышеописанными вопросами возникла необходимость в разработке методики расчета КНБК с РУС принципа действия «Push the bit» (создание боковой нагрузки на долоте).

При разработке расчетных методик за основу были взяты работы «Советской» школы (Б.З. Султанова, А.Г. Калинина, Н.А. Григоряна и др.) [2, 3]. Рассмотренные исследования в достаточной мере описывают физическую модель изгиба роторных КНБК и учитывают следующие общие условия и зависимости:

- Жесткость и вес труб и элементов КНБК;
- Диаметры и расстояние между опорными точками;
- Зенитный угол участка ствола;
- Осевая сжимающая нагрузка на компоновку;
- Распределение реакций (боковых усилий) в опорных точках;
- Прогибы и угловые деформации от изгибающего момента.

Но для расчета компоновки с роторно-управляемыми системами вышеуказанного подхода недостаточно. Применение РУС при направленном бурении характеризуется созданием отклоняющего усилия плашками

(ребрами, поршнями). Дополнительно в процессе работы РУС искривляет траекторию ствола скважины, что требует полной перестройки граничных условий по расположению опорных точек в пространстве. Также в составе компоновок с РУС имеются калибраторы и гибкие переводники, требующие рассмотрения дополнительных участков в расчетной схеме.

Зарубежные современные исследования процесса искривления траектории ствола с применением РУС [4–5], учитывают дополнительно следующие факторы:

- Интенсивность искривления участка ствола;
- Боковую агрессивность долота;
- Отклоняющее усилие плашек РУС;
- Наличие и расстояние между дополнительными точками опор;
- Наличие и длину гибких (проточенных) участков труб.

Результатом расчета является боковое усилие на долоте или боковая реакция. При этом, учитывая коэффициент боковой агрессивности долота (BS), рассчитывается скорость бокового смещения (рис. 2) при углублении ствола, что является расчетным показателем интенсивности искривления ствола скважины. Методики определения коэффициента боковой агрессивности долота изучены и опубликованы в зарубежных работах [5, 6] и в ранее описанных отечественных исследованиях [3] как боковая фрезерующая способность долота. Коэффициент боковой агрессивности зависит от ряда свойств и характеристик долота, таких как: количество резцов на калибрующей части, занижение диаметра калибрующей части, наличие стабилизационных вставок, количество лопастей, величина межлопастного пространства, геометрия профиля долота. Исходя из опыта расчетов, долота по коэффициенту боковой агрессивности можно разделить на три следующих типа:

- с низкой боковой агрессивностью, BS менее 0,07,
- со средней боковой агрессивностью, BS 0,07-0,11,
- с высокой боковой агрессивностью, BS более 0,11.

Физический смысл коэффициента боковой агрессивности заключается в соотношении «буримостей» (линейного участка зависимости скорости бурения от прикладываемой нагрузки) в боковом и осевом направлении, которое записывается следующим образом:

$$BS = \frac{V_{lat}/N_d}{V_{ax}/P_d}, \quad (1)$$

где BS – коэффициент боковой агрессивности долота, V_{lat} – скорость бокового смещения,

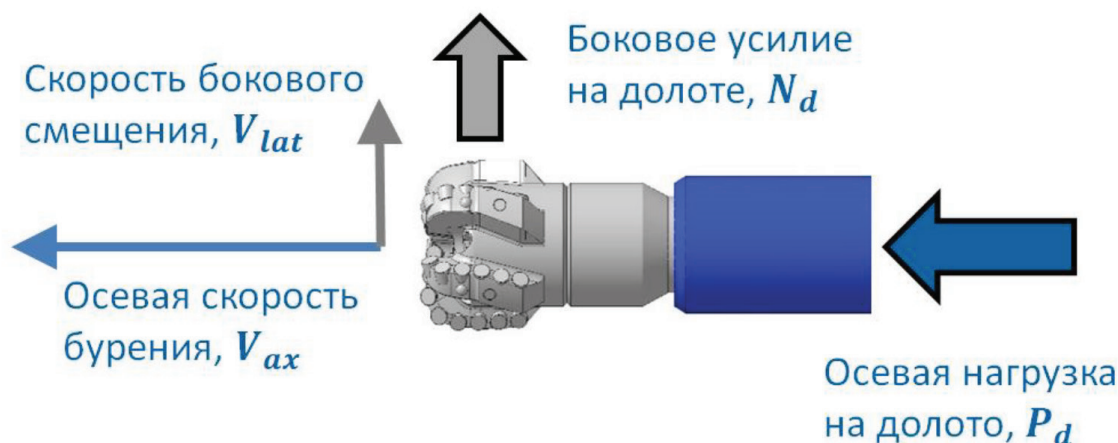


Рис. 2. Схема нагружения долота при системе отклонения «Push the bit»

N_d – боковое усилие на долоте,
 V_{ax} – осевая скорость бурения,
 P_d – осевая нагрузка на долото.

Соответственно, при равных условиях нагружения долота и скорости механической проходки (осевой скорости бурения), высокому значению коэффициента боковой агрессивности соответствует высокая скорость бокового смещения, т.е. и высокая интенсивность набора параметров кривизны отклоняющей компоновкой.

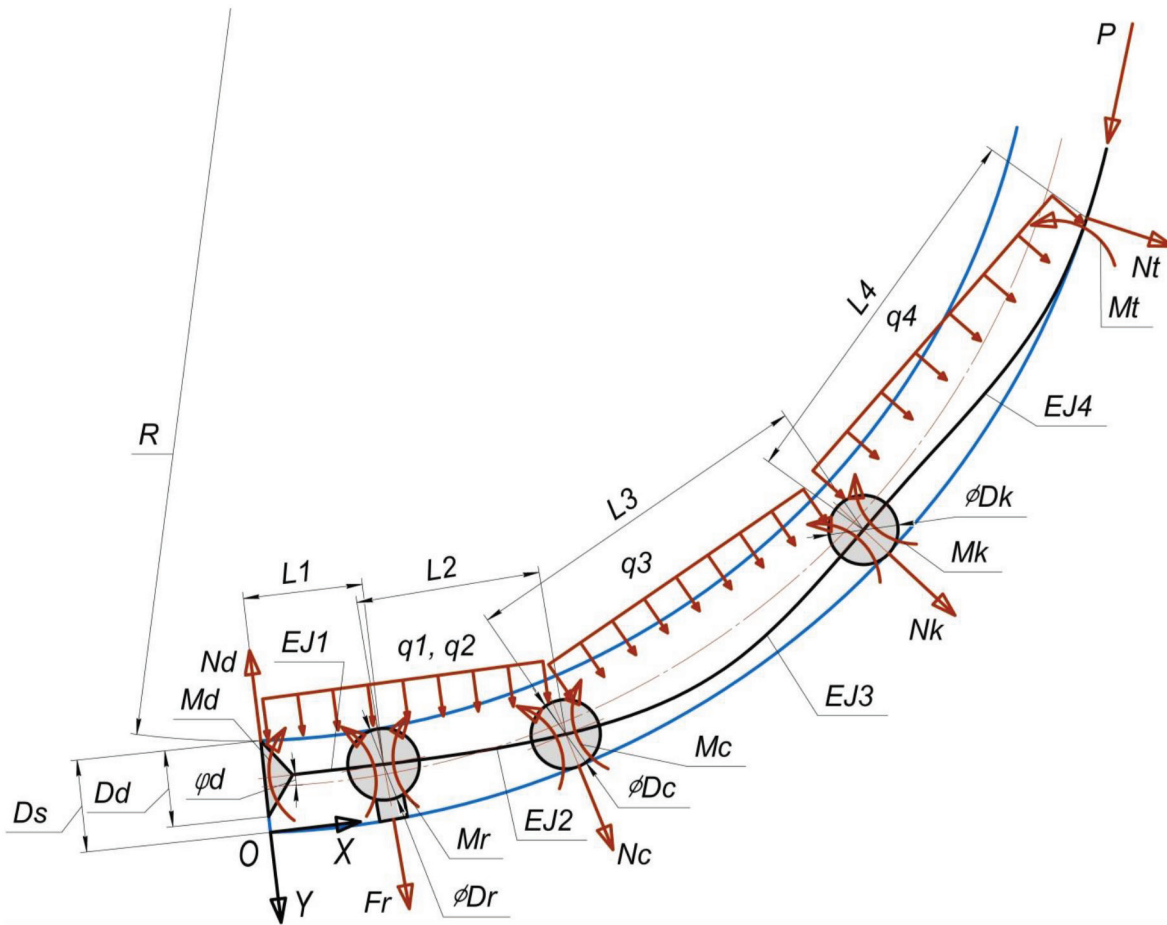
Основываясь на вышеописанных исследованиях, проведены расчеты компоновки (балки) с роторно-управляемой системой. Расчетная схема (рис. 3) представляет собой статически неопределимую балку с заданной жесткостью, весом и длиной пролетов. Опорными точками, где возникают боковые усилия, приняты: долото, центратор РУС, калибратор в составе сборки телеметрической системы. Первый и второй пролеты балки характеризуется жесткостью и весом роторно-управляемой системы и отклоняющим усилием на плашках. Третий пролет описывает компоновку немагнитных бурильных труб ТС. В расчете принимается во внимание влияние четвертого пролета – вышестоящего участка балки от калибратора до точки касания бурильными трубами нижней стенки ствола скважины. Величина прогибов в контрольных точках определялась с учетом опорных диаметров и степени расширения диаметра ствола. При описании четвертого пролета в расчете учитывался диаметр труб и угол искривления оси скважины в точке касания пролета нижней стенки ствола.

Принцип расчета следующий. Предварительно из геометрии трех точек (долото, плашки и центратор РУС) рассчитывается предельная геометрическая (без учета прогибов) интенсивность набора параметров кривизны – радиус искривления ствола скважины. Исходя из данного радиуса, определяются величины прогибов балки на уровне каждой опорной точки, необходимые для проходимости компоновки в искривленном стволе. Дальнейший расчет основан на решении систем уравнений, описывающих перемещения и угловые деформации балки (компоновки) в каждой опорной точке. Уравнения получены путем записи и интегрирования дифференциальных уравнений суммы моментов для каждого пролета балки. Граничные условия при этом строятся из условия

непрерывности упруго-изогнутой оси балки. То есть, в каждой связующей точке соседних и отдельно рассмотренных пролетов балки угловые деформации и прогибы одинаковые. Одним из результатов решения является боковое усилие (реакция) на долоте. Далее, с учетом коэффициента боковой агрессивности, рассчитывается интенсивность искривления скважины долотом – «мгновенная» интенсивность. «Мгновенная» интенсивность, рассчитанная из бокового усилия на долоте и его агрессивности, в редких случаях совпадает с начальной заложенной геометрической интенсивностью, определяемой через радиус окружности описанной по трем точкам (долото – плашки РУС – центратор РУС). Для получения общего решения применяется метод последовательных итераций. При этом изначальная интенсивность рассматриваемого участка, рассчитанная по геометрии трех точек, изменяется, что приводит к пересчету прогибов и реакций опор балки и, соответственно, пересчету бокового усилия на долоте и конечной «мгновенной» интенсивности. Таким образом, достигается сведение результата расчета интенсивности от бокового усилия на долоте с напряженным состоянием отклоняющей компоновки в искривленном стволе скважины. Конечным решением сведения является определение радиуса искривленного ствола, при котором согласовывается проходимость отклоняющей компоновки с интенсивностью набора параметров кривизны.

Таким образом, объединив и усовершенствовав вышеописанные подходы и дополнив собственными подсчетами, в ООО НПП «БУРИНТЕХ» получено математическое ядро расчетного комплекса, описывающее изгиб компоновки РУС с учетом следующих факторов:

- Геометрическая проходимость компоновки в искривленном стволе: длины пролетов и диаметры опорных точек;
- Жесткость и вес пролетов, наличие и длина гибких участков труб;
- Зенитный угол и интенсивность искривления участка ствола;
- Осевая сжимающая нагрузка на компоновку;
- Расширение диаметра ствола и зазоры в опорных точках;
- Распределение реакций (боковых усилий) в опорных точках;



Ds, Dd, Dr, Dc, Dk – диаметр ствола и наружные диаметры опор в контрольных точках: долото, плашки, центратор РУС, калибратор в составе ТС; L1, L2, L3 и L4 – длины отдельно рассматриваемых участков (пролетов); q1, q2, q3 и q4 – распределенная нагрузка от массы пролета; EJ1, EJ2, EJ3 и EJ4 – жесткость труб в каждом пролете балки; Nd, Nc, Nk и Nt – боковые усилия в опорных точках; Fr – отклоняющее усилие на плашках РУС; Md, Mr, Mc, Mk и Mt – изгибающие моменты в опорных точках; φd – угол установки долота относительно оси ствола скважины; R – радиус кривизны участка.

Рис. 3. Расчетная схема КНБК с РУС

- Прогибы и угловые деформации пролетов балки;
- Конструкция и боковая агрессивность долота;
- Отклоняющее усилие и рабочий ход плашек РУС.

Одним из практических результатов расчета является определение «мгновенной» интенсивности искривления ствола долотом и согласование ее с геометрической проходимость компоновки. В случае превышения «мгновенной» интенсивности предельной проходимости, компоновка работает в тяжелых условиях. При этом отклоняющий инструмент воспринимает излишние изгибающие нагрузки, пытаясь вписаться в чрезмерно искривленный долотом ствол, пробуренный в начале участка направленного бурения, что приводит к росту боковых усилий и трения на опорных точках. Такой характер работы компоновки является недопустимым и требует внесения изменений, направленных на снижение мгновенной интенсивности (снижения отклоняющего усилия, замены долота на модель с меньшей боковой агрессивностью) или увеличения предельной проходимости инструмента (уменьшение диаметров опорных точек, включение в состав компоновки гибких переводников).

Объективность расчетов компоновки с РУС была успешно проверена на практике. В процессе опытно-промышленных работ по отработке роторно-управляемой системы гидромеханического принципа действия РУС-ГМ-195 обнаружена

проблема по снижению механической скорости проходки при бурении 3-4-ого метра направленного участка.

Проведя уточняющие расчеты с поправками на фактический перепад давления (отклоняющее усилие на плашках) и предполагаемую степень расширения ствола, выявили причину проблемы с проходимость отклоняющей компоновки. В связи с высоким коэффициентом боковой агрессивности текущего долота БИТ 220,7 РН 516 УВ.198-10, мгновенная интенсивность набора параметров кривизны, развиваемая отклоняющей компоновкой в начале направленного бурения значительно превышала ограничение искривления ствола по проходимости для КНБК с РУС-ГМ-195 (рис. 4). Вследствие этого компоновка «зарывалась» в искривленном стволе при начале вписывания центратора РУС (расстояние от забоя до центратора 3,2 м). Проведены сравнительные расчеты вариантов компоновок с долотами БИТ 220,7 РН 516 УВ.298-102 и БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.334-102, имеющими более низкий коэффициент боковой агрессивности.

По результатам сравнения трех типов долот с различными коэффициентами боковой агрессивности (BS) сделан вывод о чрезмерной интенсивности набора параметров кривизны долотами БИТ 220,7 РН 516 УВ.198-10 и БИТ 220,7 РН 516 УВ.298-102 при направленном бурении с РУС-ГМ-195. Для повышения проходимости



и исключения вышеописанных проблем с «зарыванием» инструмента при направленном бурении принято решение о смене долота на модель БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.334-102 с низким коэффициентом боковой агрессивности.

Для обеспечения минимально допустимого уровня интенсивности набора параметров кривизны с долотом «БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.334-102» проведены расчеты вариантов повышения отклоняющего усилия плашек РУС-ГМ-195 путем сужения площади насадок на долоте и повышения гидродинамического суммарного перепада

давления относительно текущего уровня, равного 57,5 атм. (рис. 5).

По результатам расчетов для обеспечения минимально допустимого уровня интенсивности набора параметров кривизны с долотом «БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.334-102» принято решение об увеличении суммарного перепада давления с 57,5 атм. до 62 атм.

В итоге, по результатам расчетов, были приняты следующие решения по оптимизации КНБК с РУС-ГМ-195:

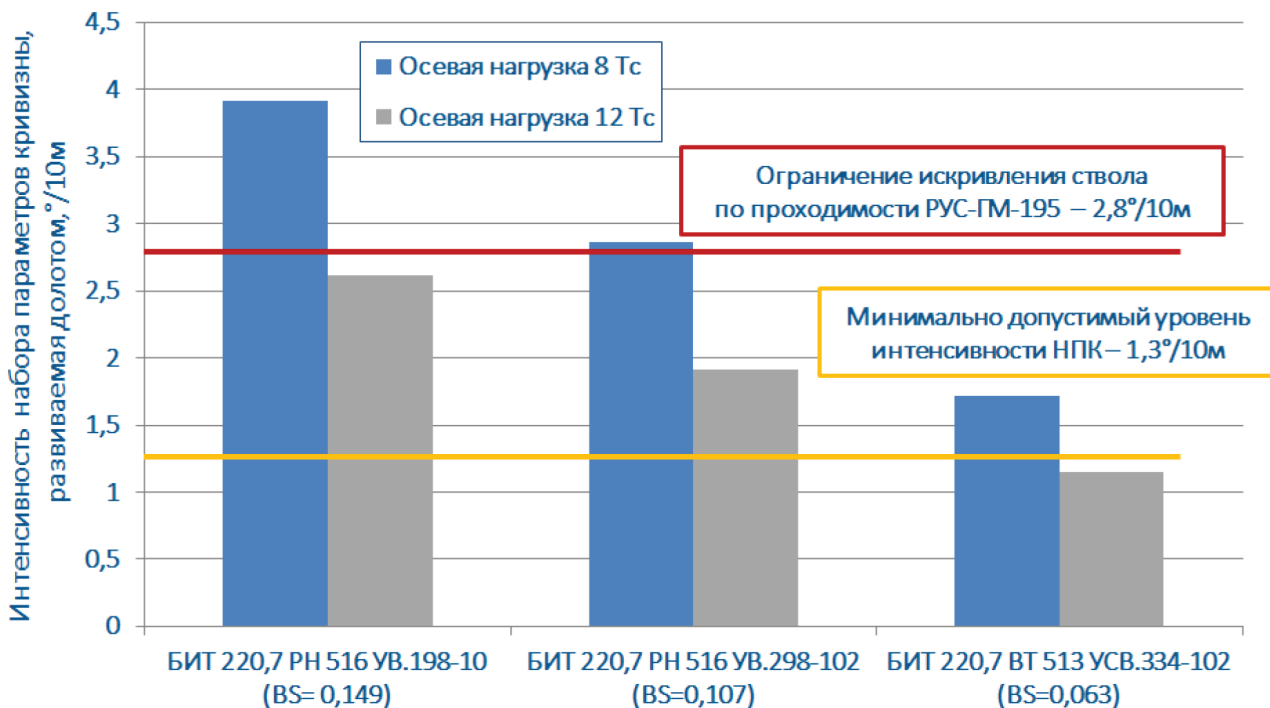


Рис. 4. Результаты расчета интенсивности компоновки РУС-ГМ-195 с долотами различной боковой агрессивностью (BS)

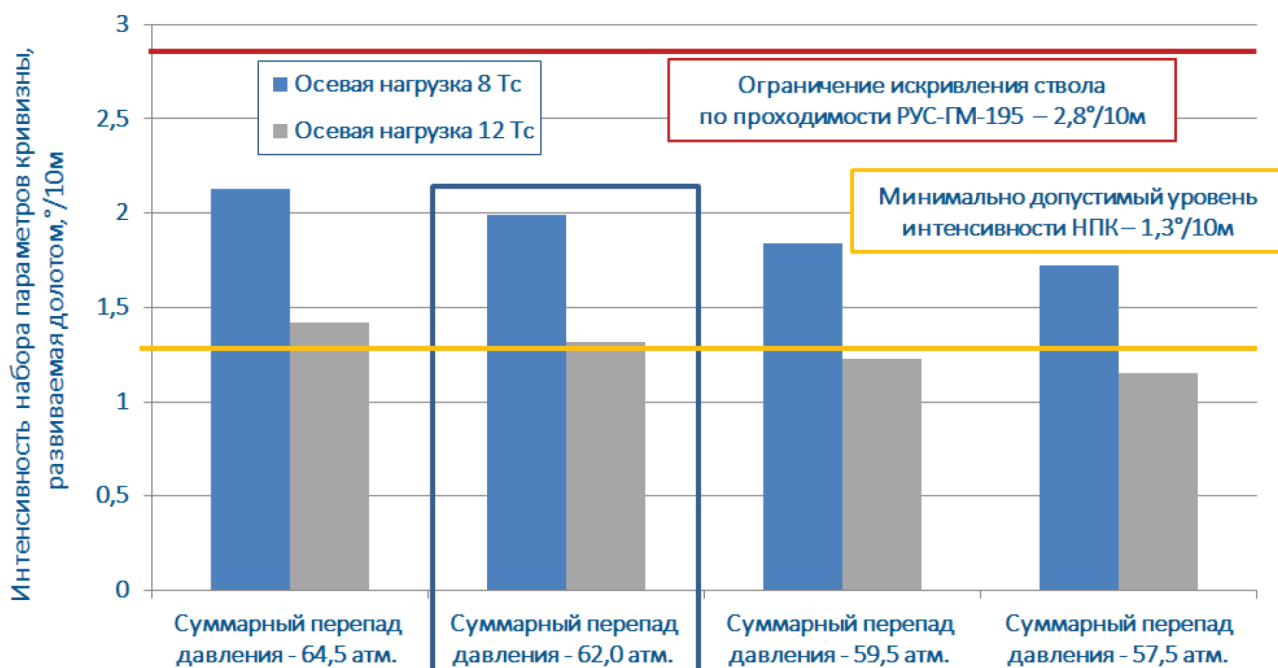


Рис. 5. Результаты расчета интенсивности компоновки РУС-ГМ-195 с долотом БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.334-102 при установке различных по площади комплектов насадок



- замена долота на модель с меньшим коэффициентом боковой агрессивности,
- увеличение гидродинамического суммарного перепада давления на инструменте и, соответственно, увеличение усилия прижатия плашек посредством сужения площади насадок на долоте.

Все данные мероприятия, согласно выданным рекомендациям по оптимизации КНБК, дали в промысловых условиях положительный эффект:

- исключив «зарывания» инструмента в начале направленного бурения,
- увеличив скорость проходки при направленном бурении с максимальных 12 м/ч до 20 м/ч,
- обеспечив расчетную максимальную интенсивность искривления ствола скважины до 2°/10 м проходки, достаточную для бурения по проектному профилю.

Следующая практическая значимость расчетного модуля была апробирована при оптимизации состава КНБК с РУС-124Т.

В ООО НПП «БУРИНТЕХ» ведутся работы по разработке роторно-управляемой системы РУС-124Т с подсистемой автоматического удержания вектора направленного бурения. В 2021 году были изготовлены и испытаны на стендах в условиях гидравлического полигона первые два прототипа РУС-124Т (рис. 6). С 2021 по 2024 годы проведен ряд опытно-промысловых испытаний прототипов, по результатам которых подтверждена работоспособность основных узлов и элементов по следующим пунктам:

- получение и отработка команд блоком отклонителя,
- передача данных от блока управления на телеметрическую систему,
- автоматическое удержание вектора бурения блоком отклонителя,
- наличие значительного запаса мощности приводов блока отклонителя для обеспечения необходимой интенсивности набора параметров кривизны.

Роторно-управляемая система РУС-124Т это:

- Собственная и запатентованная разработка ООО НПП «БУРИНТЕХ»;
- Отклонение долота «Push the bit» с геостационарным корпусом;
- Комплект трех отклоняющих плашек с отдельными приводами;
- Система автоматического удержания вектора бурения;
- Высокие показатели интенсивности набора параметров кривизны;

- Измерения зенитного угла на расстоянии 1,8 м от забоя скважины;
- Прямая связь и передача пакета данных от РУС на поверхность.

При проведении первых опытно-промысловых испытаний прототипов РУС-124Т выявлена тенденция компоновки к чрезмерному набору зенитного угла, что является недопустимым при бурении горизонтальных участков скважины в продуктивном пласте. Для подтверждения данной тенденции КНБК к набору зенитного угла и выбора варианта оптимизации проведены сравнительные расчеты в разработанном на опыте РУС-ГМ-195 модуле расчета интенсивности набора параметров кривизны (рис. 7).

Расчет производился в двух режимах направленного бурения с углом установки гравитационного отклонителя 0° (НПК 0°) и 180° (НПК 180°). Сопоставляя разницу (при прочих равных параметрах) результатов расчета интенсивности набора зенитного угла в режиме НПК 0° и интенсивности сброса зенитного угла в режиме НПК 180°, можно оценивать тенденцию КНБК набирать или сбрасывать зенитный угол ствола скважины в режиме бурения прямых участков стабилизации. Результаты расчета вариантов КНБК без и с установкой калибратора между РУС-124Т и ТС, следующие:

- текущий вариант КНБК РУС-124Т без калибратора имеет тенденцию к набору зенитного угла, подтверждая результаты промысловых испытаний,
- установка КСН-151 между РУС-124Т и ТС перестраивает распределение нагрузок в КНБК, сменяя тенденцию компоновки к набору зенитного угла на тенденцию к сбросу, что также является нежелательным,
- установка КСН-142 между РУС-124Т и ТС балансирует распределение веса по пролетам КНБК, обеспечивая равномерное распределение интенсивностей, как и на набор зенитного угла при направленном бурении в режиме НПК 0°, так и на сброс зенитного угла в режиме НПК 180°.

По результатам последующих опытно-промысловых испытаний выбранный вариант КНБК с установкой КСН-142 между РУС-124Т и ТС подтвердил удержание зенитного угла при бурении участков стабилизации.

Таким образом, расчетный модуль позволяет оптимизировать состав компоновки для обеспечения удержания зенитного угла при бурении участков стабилизации, что имеет высокую практическую ценность при проектировании КНБК с роторно-управляемыми системами.



Рис. 6. Роторно-управляемая система РУС-124Т разработки и производства ООО НПП «БУРИНТЕХ»

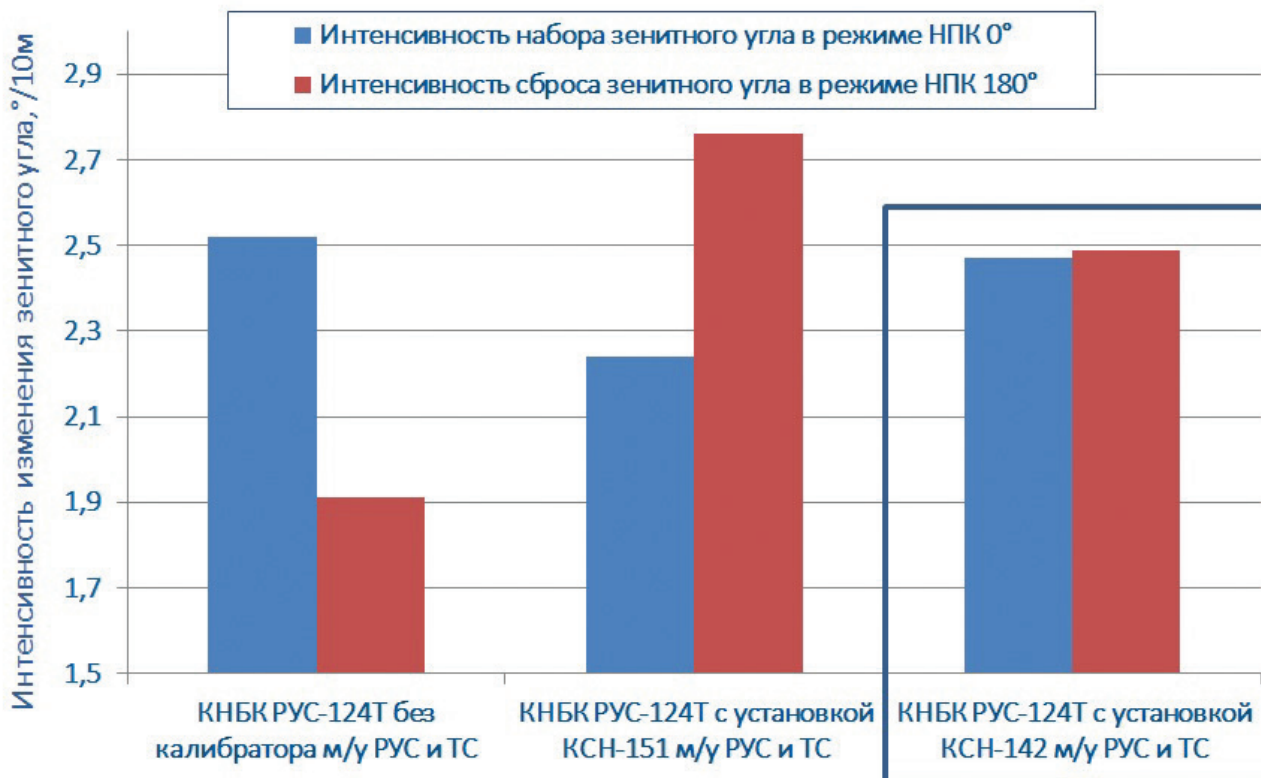


Рис. 7. Результаты расчета интенсивности компоновки РУС-124Т без и с установкой калибраторов различного диаметра между РУС и ТС

Созданный Центром разработки ООО НПП «БУРИНТЕХ» расчетный комплекс находится на этапе финальной доработки математической части и включения дополнительных факторов, таких как:

- влияние снижения осевой нагрузки на долото, за счет трения в опорных точках компоновки и на отклоняющихся плашках РУС,
- учет искривленности ранее пробуренных участков ствола,

– включение в систему уравнений и переменных, описывающих дополнительные вышестоящие центрирующие элементы для компоновок с расширенным комплексом геофизических модулей ТС,

– универсализация расчетного комплекса под иные виды отклоняющих компоновок (роторных и с винтовыми забойными двигателями).

На основе разработанного расчетного модуля ведутся работы по созданию конечного продукта – программного обеспечения для расчета и оптимизации всех типов КНБК для наклонно-направленного и горизонтального бурения.

Литература

1. Ишбаев Г.Г., Балута А.Г., Вагапов С.Ю., Ишмуратов И.Р., Гиниятов Д.С. Первая роторно-управляемая система гидромеханического типа в России создана в компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» // Бурение и нефть. – 2018. – № 12 – С. 28–31.
2. Султанов Б.З., Ишемгузин Е.И., Шаммасов Н.Х., Сорокин В.Н. Работа бурильной колонны в скважине. – М.: Недра, 1973.
3. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: справочник. – М.: Недра, 1990.
4. Omar M.G., Yacoub Boushahri M., Ghanim A. and others. Hybrid drill bit technology improves build rate capabilities of RSS

tools and eliminates drilling vibrations in interbedded carbonates // Society of Petroleum Engineers SPE-183173-MS. – 2016. – 8 p.

5. Wang H. Guan Z.C., Shi Y.C., Liang D.Y. Study on build-up rate of push-the-bit rotary steerable bottom hole assembly // Journal of applied science and engineering. – 2017. – Vol. 20. – No. 3. – Pp. 401–408.

6. Menand S., Sellami H., Simon C. and others. How the bit profile and gages affect the well trajectory // International association of drilling contractors / Society of Petroleum Engineers IADC/SPE 74459. – 2002. – 13 p.

References

1. Ishbaev G.G., Baluta A.G., Vagapov S.Yu., Ishmuratov I.R., Giniyatov D.S. The first rotary-controlled system of hydromechanical type in Russia was created in the company NPP BURINTEKH LLC // Drilling and Oil. – 2018. – No. 12 – Pp. 28–31.
2. Sultanov B.Z., Isemguzhin E.I., Shammassov N.Kh., Sorokin V.N. Work of the drill string in the well. – Moscow: Nedra Publ., 1973.
3. Kalinin A.G., Grigoryan N.A., Sultanov B.Z. Drilling inclined wells: a reference book. – Moscow: Nedra Publ., 1990.
4. Omar M.G., Yacoub Boushahri M., Ghanim A. and others. Hybrid drill bit technology improves build rate capabilities of RSS tools and eliminates drilling vibrations in interbedded carbonates // Society of Petroleum Engineers SPE-183173-MS. – 2016. – 8 p.m.
5. Wang H. Guan Z.C., Shi Y.C., Liang D.Y. Study on build-up rate of push-the-bit rotary steerable bottom hole assembly // Journal of applied science and engineering. – 2017. – Vol. 20. – No. 3. – Pp. 401–408.
6. Menand S., Sellami H., Simon C. etc. How the bit profile and gages affect the well trajectory // International association of drilling contractors / Society of Petroleum Engineers IADC/SPE 74459. – 2002. – 13 p.