

**АСПЕКТЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НАКЛОННО  
НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

ASPECTS OF OPTIMIZATION OF DRILLING DIRECTIONAL WELLS

**В. Г. Кузнецов, Е. Г. Гречин, Д. А. Никифоров, Е. Н. Савин**

V. G. Kuznetsov, E. G. Grechin, D. A. Nikiforov, E. N. Savin

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: бурение; скважина; наклонно направленная скважина;  
горизонтальная скважина; давление; режим бурения; долото*

*Key words: drilling; well; directional well; horizontal well; pressure; drilling mode; bit*

Оптимизация процесса бурения скважины — это комплекс мероприятий, направленных на получение наилучших технико-экономических показателей при данных условиях бурения. Такими основными показателями являются механическая, рейсовая и коммерческая скорости бурения, проходка на долото, себестоимость одного метра проходки скважины.

Анализ опубликованных научных работ, посвященных оптимизации процесса бурения, позволяет обозначить следующие проблемы:

- основные теории и методы оптимизации были разработаны в 40–80-е гг. прошлого века, когда еще не было способов получения и обработки геолого-технологической информации с буровой, моделирования технологических процессов с использованием вычислительной техники и специализированного программного обеспечения;
- в научных работах доминирует дифференцированный подход, основанный на оптимизации отдельных элементов технологического процесса бурения: работы шарошечного долота, гидравлических режимов промывочной жидкости, вибраций бурильной колонны и др.;
- структурные изменения, произошедшие в нефтяной промышленности в последние десятилетия, существенно изменили подходы к решению проблем оптимизации.

Оптимизация процесса бурения скважины начинается на стадии проектирования ее строительства. В России, в соответствии с действующими нормативно-регламентирующими документами, проектная документация на строительство скважины разрабатывается на основе задания на проектирование. Выбор решения (конструкция скважины, способ бурения, параметры раствора и др.) начинается на этапе предпроектных работ. На этой стадии проектировщиком и службами заказ-

чика строительства скважины используется экспертный метод (по П. Ф. Осипову), основанный на анализе геологических и геофизических исследований, накопленного опыта бурения скважин на месторождении.

Следующим этапом является составление проекта на строительство скважины с учетом требований нормативных документов [1, 2].

В 90-е и 2000-е гг. значительно увеличился объем разделов проектной документации, связанных с организацией производства, экологией, охраной труда и техникой безопасности. В проект закладываются типовые технико-технологические решения для данного геологического разреза. Как правило, данные решения имеют значительный потенциал для улучшения и оптимизации процесса бурения скважины. Неизменными остаются технико-технологические решения, влияющие на безопасность и надежность работ, например, глубина спуска обсадных колонн, давления опрессовки колонн, плотности бурового раствора, высота подъема цемента при креплении и др.

Анализируя нормативно-регламентирующую документацию, можно отметить, что вопросы оптимизации процесса бурения в данных документах не отражаются в необходимом объеме. За последние тридцать лет появились новые разделы (организация строительства скважины, промышленная и экологическая безопасность, природопользование), которые не направлены на стимулирование повышения качества и эффективности самого процесса строительства скважины, поиск и выбор оптимальных технико-технологических решений, исходя из фактических горно-геологических условий.

Анализ развития зарубежных нефтедобывающих и сервисных компаний показывает, что с 2000-х гг. активно создаются центры поддержки технологических операций (ЦПО), их основная задача — повышение качества, эффективности предоставляемых услуг. Работа ЦПО базируется на получении, анализе и обработке технико-технологической и геолого-геофизической информации, специализированном программном обеспечении, широкополосных каналах связи с буровой.

В составе ЦПО ключевую роль выполняют инженеры по оптимизации бурения. Данные центры есть у следующих иностранных компаний: Schlumberger, Halliburton, British Petroleum, StatoilHydro, ConocoPhillips, Petronas, Repsol YPF.

В 2007–2015 гг. центры поддержки технологических операций создаются в следующих российских компаниях: ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Лукойл», ОАО «Оренбургнефть» ТНК-ВР. Основные программные средства, используемые в российских центрах сопровождения бурения: Petris Technology, Inc. «Petris Drill-Net», Schlumberger «The Drilling Office», Halliburton «Landmark Well Plan Suite», «Бурсофтпроект «Проектирование скважин», НПО «Бурение», ОАО «НК «Роснефть» ИПС «Контроль и управление строительством скважин», ООО «Петровайзер» «Удаленный мониторинг бурения», ООО «НВП Модем».

В отличие от зарубежных центров поддержки операций российские центры не уделяют должное внимание вопросам оптимизации процесса бурения. Акценты смещены на геологическое сопровождение и моделирование геологических разрезов, поддержку работы операторов станций ГТИ, технологическое сопровождение отдельных работ, таких как бурение горизонтальных участков и боковых стволов.

Известно, что основное преимущество скважин с горизонтальным окончанием над вертикальными — более высокая их производительность за счет большей площади дренирования продуктивного пласта. Однако механическая скорость при бурении горизонтального участка значительно ниже, чем при бурении вертикальном. Это обусловлено большим коэффициентом трения в горизонтальном участке. В связи с этим одной из актуальных задач при бурении нефтяных скважин с длинными горизонтальными участками является уменьшение сил трения бурильной колонны о стенки скважины. Успешность проводки горизонтального участка во многом определяется рационально подобранной компоновкой низа бурильной ко-

лонны. Один из доминирующих факторов, влияющий на коэффициент трения — контакт соприкасающихся шероховатых поверхностей, характеризующийся площадью контакта, силами нормального давления между контактирующими выступами микронеровностей и сближением поверхностей (относительно номинальных поверхностей контакта) под воздействием нормальных нагрузок. Зарубежный и отечественный опыт показывает, что применение промывочных жидкостей с улучшенными антифрикционными свойствами оказывает положительное влияние на работоспособность долот, следовательно, влияет на техникоэкономические показатели бурения.

Химические методы базируются на применении промывочных жидкостей с улучшенными противоприхватными свойствами, достигаемыми вводом в них смазочных добавок. К механическим методам относятся технические устройства, включаемые в компоновку низа бурильной колонны: осцилляторы, вибродемпферы, вибраторы и т. д. Предопределяющие предельную глубину бурения горизонтального интервала ствола коэффициенты трения и, соответственно, силы сопротивления продольному перемещению и вращению бурильной колонны в скважине возрастают в результате [3, 4]:

- сдирания глинистой корки со стенок скважины соединительными замками бурильных труб при продольном перемещении колонны;
- увеличения площади трения замков с глинистой коркой и, соответственно, момента сопротивления вращению бурильной колонны;
- роста сил и моментов сопротивления продольному перемещению и вращению колонны в интервалах скважины с пористыми породами, за счет дополнительного увеличения сил прижатия колонны к стенкам ствола от влияния перепада давления в скважине и пористой среде пласта.

В то же время силы и моменты сопротивления уменьшаются:

- при спускоподъемных операциях (СПО), за счет уменьшения коэффициента трения при продольном перемещении колонны (при вращении картина уменьшения идентична) по сравнению с коэффициентом трения покоя (фиксируется визуально по наземному индикатору веса ГИВ в процессе спуска и подъема колонны на длину одной свечи);
- за счет виброперемещений, создаваемых породоразрушающим инструментом (наиболее заметно от так называемых грунтовых автоколебаний долота — при ухабообразном забое скважины), и от отдельных видов автоколебаний, возникающих в системе «бурильная колонна — скважина» (фиксируются визуально, по ГИВ);
- в результате снижения коэффициентов трения при вынужденных продольных колебаниях, создаваемых специальными гидромеханическими вибраторами, устанавливаемыми в расчетных местах колонны труб в скважине.

Приведенные причины изменения сил и моментов сопротивления продольному перемещению и вращению колонны в скважине до настоящего времени, несмотря на очевидность, остаются малоисследованными.

Рассмотрим некоторые из них.

Коэффициент трения при наличии продольных виброперемещений может быть представлен в виде [5]

$$\mu = \mu_0 - \alpha \cdot V - \beta \cdot W,$$

где  $\mu_0$  — коэффициент трения покоя;  $V$  и  $W$  — соответственно скорость и ускорение продольного перемещения рассматриваемого участка колонны.

К сожалению, для бурильных колонн величины и до настоящего времени не определены. Практически отсутствует и решение задачи влияния основных параметров продольных виброперемещений на изменение коэффициентов трения.

В то же время с развитием бурения горизонтальных скважин, боковых ответвлений стволов (БОС), скважин с длинными горизонтальными участками и скважин с большим отклонением от вертикали обостряется проблема создания минимально требуемой осевой нагрузки на забой и проведения ряда внутрискважинных работ [6]. В наибольшей мере эта проблема проявляется при использовании гибких колонн труб, для которых применение только наземного усилителя осевой нагрузки при достижении какого-то критического значения, из-за потерь на трение, становится малоэффективным.

Такие факторы, как профиль скважины, использование жестких компоновок, большая площадь контакта бурильного инструмента со стенками скважины и некачественный буровой раствор приводят к серьезным проблемам (повышенный крутящий момент, большой вес инструмента при подъеме, сложность в ориентировании компоновки, высокая вероятность прихватов, складывание и износ бурильного инструмента, неполный вынос шлама и др.) [3, 4].

Возникают определенные сложности организационного характера для изменения профиля скважины, КНБК и бурового раствора. А вот площадь контакта бурильного инструмента со стенками скважины можно изменить благодаря использованию специального инструмента.

В настоящее время разработан роликовый переводник, который представляет собой оборудование, снижающее скручивающие и осевые нагрузки на долото [7].

Это комплексная система по снижению механического трения, действующая независимо от бурового раствора. Данный тип инструмента используется в скважинах с большими отходами от вертикали, где основной задачей является снижение скручивающих и осевых нагрузок, износа обсадной трубы, износа бурильных замков и прихвата бурильной колонны, с одновременным повышением контроля направления бурения, скорости бурения и промывки ствола.

Данная система представляет собой переводник с опорной муфтой [4], разработанный как неотъемлемая часть бурильной колонны в полном соответствии практическим требованиям API 7G, и по прочности не уступает применяемому при бурении инструменту [7, 8]. Опорная муфта снижает скручивающие нагрузки путем использования полимерных вкладышей с меньшим коэффициентом трения.

Шесть групп спаренных роликов из термообработанного материала расположены на двух уровнях и смещены относительно друг друга на  $60^{\circ}$ . Существует шесть типоразмеров роликовых переводников. Для работы с конструкцией скважин Западной Сибири подходит несколько моделей.

Модель 5 000 может использоваться совместно со 127-мм инструментом при бурении под 178-мм обсадную колонну.

Также с учетом имеющегося бурового инструмента возможно применение 101,6-мм и 88,9-мм переводников для бурения горизонтальных участков.

Остановимся на последнем типоразмере как на самом оптимальном.

Рассмотрим расчет нагрузок для бурения горизонтального участка уже пробуренной скважины Правдинского месторождения с использованием роликовых переводников.

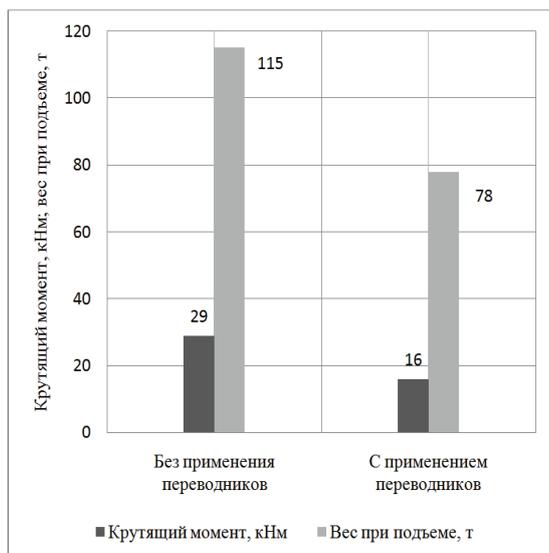
Данное оборудование устанавливается в интервале 2 875–4 325 м, как в обсаженном стволе, так и в открытом, в количестве 58 штук с шагом в 25 м.

Такой выбор обусловлен тем, что в интервале обсаженного ствола профиль скважины имеет разворот по азимутальному углу на  $150^{\circ}$ , а также рост зенитного угла с  $35^{\circ}$  до  $83^{\circ}$ .

Что касается интервала открытого ствола, то установка в нем 38 переводников объясняется несколькими причинами, а именно:

- снижением механического трения бурильного инструмента;
- центровкой бурильной колонны для лучшей очистки ствола и максимального выноса шлама.

Так как данная скважина уже пробурена, то у нас имеется вся необходимая информация для анализа.



*Рисунок. Снижение крутящего момента и веса при подъеме*

Расчет нагрузок, как и подбор оптимального количества переводников производился в программе WELLPLAN. В процессе расчета были получены следующие результаты (рисунок):

- вес на подъем снижен на 32 % со 115 до 78 т;
- крутящий момент при бурении снижен на 45 % с 29 до 16 кНм.

Данные показатели характеризуются тем, что коэффициент трения снижен более чем на 30 %. Снижение данных значений позволяет провести анализ в распределении времени за цикл бурения одной свечи, который составляет 3 ч (из расчета 5 дней бурения горизонтального участка длиной 1 000 м).

Количественный результат выражается экономической эффективностью применяемого оборудования.

Сокращая время проходки на 3,4 ч за каждые 100 м бурения горизонтально участка, экономический эффект за 1 год составит более 30 млн рублей с учетом стоимости роликовых переводников.

#### Список литературы

1. Hossain M. E., Al-Majed A. A. *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*. John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts, 2015. – 755 p.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 01.12.2016).
3. Заливин В. Г. Аварии при бурении нефтегазовых скважин. – Иркутск: ИРНТУ, 2015. – 278 с.
4. Моделирование процессов строительства скважин: учеб. пособие для вузов / В. Г. Кузнецов [и др.]. – Тюмень: Экспресс, 2012. – 224 с.
5. Бабаян Э. В., Черненко А. В. Инженерные расчеты при бурении. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
6. Технология применения горизонтальных газовых скважин: учеб. пособие / З. С. Алиев [и др.]. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 156 с.
7. Wilson C. Chin, Yinao Su, Lirain Sheng, Lin Li, Hailong Bian, Rong Shi. *Measurement While Drilling (MWD) Signal Analysis, Optimization and Design*. John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts., 2014. – 358 p.
8. OTC 18975. Ch. Alvord, B. Noel, L. Galiunas, V. Johnson, R. Handley, K. Holtzman, S. Pulley, J. Dennis, L. Smith. RSS application from onshore extended-reach-development wells shows higher offshore potential. Paper presented at the 2007 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 30 April–3 May, 2007, pp. K12.

#### Сведения об авторах

**Кузнецов Владимир Григорьевич**, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390393, e-mail: burenie@rambler.ru

**Гречин Евгений Глебович**, д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283378

**Никифоров Даниил Александрович**, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390393, e-mail: burenie@rambler.ru

**Савин Евгений Николаевич**, ведущий инженер НФ ООО «РН-Бурение», тел. 89125360637

#### Information about the authors

**Kuznetsov V. G.**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390393, e-mail: burenie@rambler.ru

**Grechin E. G.**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283378

**Nikiforov D. A.**, Master's Student, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390393, e-mail: burenie@rambler.ru

**Savin E. N.**, Leading Engineer at NF ООО «RN-Burening», phone: 89125360637