

## SPE/IADC-173088-MS

### **Радикальный переход со стальных на алюминиевые бурильные трубы: результаты внедрения бурильных колонн, полностью выполненных из алюминиевых бурильных труб, для улучшения бурения с расширенным радиусом охвата**

Б. Легарт, Дж. Лехнер, Х. Окибе, В. Коинкар и З. Маммод,

Все права защищены, 2015 г., Конференция и выставка по бурению SPE/IADC

Данная статья подготовлена для представления на Конференции и выставке по бурению SPE/IADC в Лондоне, Великобритания, 17–19 марта 2015 г.

Данная статья была выбрана для представления программным комитетом SPE/IADC после анализа информации, содержащейся в представленной авторами аннотации. Содержание статьи не рассматривалось Обществом инженеров-нефтяников или Международной ассоциацией буровых подрядчиков, и может изменяться авторами. Материал не обязательно должен отражать какую-либо позицию Общества инженеров-нефтяников или Международной ассоциации буровых подрядчиков, их должностных лиц или членов. Электронное воспроизведение, распространение или хранение какой-либо части данной статьи без письменного разрешения Общества инженеров-нефтяников или Международной ассоциации буровых подрядчиков запрещено. Разрешение на воспроизведение в печатном виде ограничено аннотацией, объемом не больше 300 слов; иллюстрации копировать запрещено. В аннотации в явном виде должны признаваться авторские права SPE/IADC.

#### **Аннотация**

Бурение скважин с расширенным радиусом охвата проводилось бурильной колонной, полностью выполненной из алюминиевых труб. Достигнуто значительное сокращение натяжения, нагрузки на буровую вышку и крутящего момента (по сравнению с периферийными скважинами, пробуренными стальными бурильными трубами). Наблюдалось улучшение общих эксплуатационных качеств бурильного оборудования (в соответствии с основными производственными показателями операторов). Работа буровой бригады с алюминиевыми трубами была безопасной и эффективной, с сокращением времени на спускоподъемные операции и времени на наращивание инструмента.

Бурильные трубы из алюминиевых сплавов (ADP), как правило, используются в бурильных колоннах в сочетании со стальными трубами для снижения нагрузок при бурении вертикальных и горизонтальных скважин. Для дальнейшего улучшения эксплуатационных качеств и расширения рабочего диапазона бурения с расширенным радиусом охвата (ERD), были проведены испытания по запуску буровой колонны, полностью состоящей из алюминиевых бурильных труб с высоким отношением предела прочности к массе с целью бурения неглубокой скважины с расширенным радиусом охвата (с соотношением отдаления скважин 2:1), на шельфе Брунея. В испытаниях также оценивались общие эксплуатационные характеристики алюминиевых бурильных труб, включая обращение с ними, помехи при работе с трубами на вышке, а также новые стальные бурильные замки с высоким крутящим моментом для последующего бурения больших скважин с расширенным радиусом охвата. Данные испытания составляли вторую фазу комплексной оценки потенциала алюминиевых бурильных труб в улучшении технологий бурения с расширенным радиусом охвата, за счет снижения натяжения и крутящих нагрузок, а также нагрузок на буровую установку/вышку. В первой фазе для оценки алюминиевых бурильных труб использовалась бурильная колонна с разными бурильными трубами: 22% от длины бурильной колонны – алюминиевые трубы и остальное – стальные бурильные трубы (SDP). Скважина с трехмерным расширенным радиусом охвата, длиной 7500 м была пробурена на шельфе Брунея в мае 2012 г.

Во второй фазе была впервые представлена бурильная колонна, полностью составленная из алюминиевых бурильных труб, использованная для бурения всех секций скважины с расширенным радиусом охвата. Испытания были разработаны с целью количественной оценки потенциального снижения крутящего момента и лобового сопротивления бурильной колонны, полностью выполненной из алюминиевых бурильных труб, и для получения экспериментальных данных для оптимизации эксплуатации алюминиевых бурильных труб в будущем.

#### **В чем революционность алюминиевых бурильных труб?**

Эксперименты с легковесными бурильными трубами продемонстрировали, что при их правильной эксплуатации, они могут понизить нагрузки на бурильное оборудование, уменьшить крутящий момент и лобовое сопротивление и расширить диапазон глубин для небольших буровых платформ. Хотя алюминиевые бурильные трубы не такие прочные, как стальные, и имеют пониженный предел прочности при продольном изгибе, они отличаются значительно большим усталостным ресурсом, по причине их более низкого модуля

Юнга (10 600 000 psi по сравнению с 30 000 000 psi для стальных труб) и в три раза меньшими номинальными усталостными напряжениями. Кроме того, 5 7/8-дюймовая алюминиевая бурильная труба, использованная во второй фазе испытаний, на 30-60% легче стальной бурильной трубы: 17,4 фунтов/фут по сравнению с 22,8 фунтов/фут для 5-дюймовой стальной бурильной трубы или 27,46 фунтов/фут для 5 7/8-дюймовой стальной бурильной трубы (Рисунок 1). Пониженный вес бурильной колонны вносит вклад в сокращение времени на спускоподъемные операции, и уменьшение нагрузки на буровую платформу и опорный блок буровой платформы. Кроме того, пониженный номинальный вес снижает боковые усилия и устраняет необходимость в средствах защиты обсадных труб от износа.

Технические данные бурильной трубы (новая труба)	Стальная бурильная труба 5" NC50	Алюминиевая бурильная труба 5 7/8" TT585	Стальная бурильная труба 5 7/8" TT585
Наружный диаметр тела трубы, дюймы	5	5,743	5,875
Внутренний диаметр тела трубы, дюймы	4,276	4,680	5,153
Наружный диаметр бурильного замка, дюймы	6,625	7,25	7,0
Внутренний диаметр бурильного замка, дюймы	3,125	4,50	4,5
Вес погонного фута, фунтов/фут	22,88	17,4	27,46
Сорт материала тела трубы	Сталь/135 ksi	2014/58 ksi	Сталь/135 ksi
Сорт материала бурильного замка	Сталь/130 ksi	Сталь/130 ksi	Сталь/130 ksi
Предел прочности на разрыв корпуса, килофунтов	712	505	844
Предел прочности на разрыв бурильного замка, килофунтов	1353	1216	1216
Оптимальный крутящий момент свинчивания, килофут*фунт	31,0	72,8	72,5
Крутильная деформация, корпус, килофут*фунт	74,1	58,0	105,5
Соотношение крутящих моментов бурильного замка/тела трубы	0,76	1,79	0,98
Давление смятия, psi	15672	9330	10825
Внутренний предел текучести, psi	17105	9390	14517

**Рисунок 1 — Свойства стальных и алюминиевых бурильных труб**

Алюминиевые бурильные трубы имеют другие характеристики, чем стальные трубы, и на буровой платформе необходимо принятие некоторых мер для правильного обращения с трубами, предотвращения из повреждения и обеспечения надежности. Тем не менее, более легкие бурильные колонны не обязательно менее прочные, и алюминиевые бурильные трубы могут использоваться для улучшения эксплуатационных характеристик имеющихся буровых платформ.

### Характеристики алюминиевых бурильных труб

Наиболее часто для изготовления алюминиевой бурильной трубы используется серия сплавов Алюминиевой Ассоциации 2xxx (медь-кремний-марганец) с максимальным пределом текучести 58 000 psi. Это значительно ниже, чем у труб из обычных сортов стали, таких как S-135. Тем не менее, вследствие пониженной плотности материала и повышенного эффекта плавучести, отношение предела прочности к весу алюминиевой трубы эквивалентно или лучше, чем у стальной трубы.

Алюминиевая труба изготавливается стандартных номинальных размеров от 4 до 6-5/8 дюймов, но, как правило, имеет более толстые стенки, чем эквивалентная стальная труба. Труба, как правило, на 40% легче стальной трубы эквивалентного размера.

Алюминиевые бурильные трубы производятся прессованием и могут быть изготовлены с изменяющейся толщиной стен вдоль бесшовного тела трубы. Данная конусность позволяет увеличивать толщину и прочность вокруг сочленения замка бурильной трубы, и, кроме того, износный участок можно впрессовать в центральную часть тела трубы. Обе этих особенности вносят вклад в увеличении стойкости труб к изгибающей усталости и, в некоторой степени, помогают уменьшить склонность трубы к спиральному изгибу. Конический и центральный износный участок также вносят положительный вклад в уменьшение износа тела трубы и сокращение риска усталости вследствие изгибающих напряжений (Рисунок 2).



**Рисунок 2 — геометрия и особенности алюминиевых бурильных труб**

Алюминиевая труба оснащается стандартными стальными бурильными замками, устанавливаемыми по термоусадочной технологии, что приводит к образованию границы раздела между стальными бурильными замками и телом трубы из алюминиевого сплава. На теле трубы с обоих концов нарезается резьба, и бурильные замки ввинчиваются на трубу со «служебным соединением», после чего термически усаживаются на трубу. Как правило, соединение подвергается гидростатическим испытаниям, и является герметичным при номинальном давлении до 5 000 psi. Трубу можно оснастить бурильными замками практически любого типа API или улучшенными бурильными замками, что позволяет использовать трубы в широком диапазоне режимов эксплуатации.

Предельный критический изгиб алюминиевой трубы составляет примерно 60% от предельного критического изгиба стальной трубы, что означает, что алюминиевая труба имеет потенциал для спирального изгиба в ситуациях, в которых бурильная колонна полностью из стальных труб этого бы избежала. Тем не менее, вследствие меньшего веса, отнесенного на мощность, сжимающие нагрузки на алюминиевую трубу, вызванные трением скольжения в процессе спуска и подъема, как правило, ниже, чем на стальную трубу. В процессе бурения алюминиевыми бурильными трубами (в турбинном или роторном режиме) спиральный изгиб будет возникать при более низкой нагрузке на долото, чем у стальной трубы при сравнимых траекториях ствола скважины. Риск возникновения изгиба можно уменьшить за счет использования правильного сочетания стальных и алюминиевых труб в бурильной колонне, которое имеет максимальные преимущества, как легкого веса алюминия, так и повышенной стойкости к изгибу, свойственной стали.

С учетом свойств алюминиевой бурильной трубы, правильное размещение алюминиевых труб в комбинированной (сталь + алюминий, как в первой фазе испытаний) бурильной колонне важно для получения максимальных преимуществ в эксплуатационных характеристиках и снижения рисков к минимуму. Определение оптимального размещения требует детального моделирования крутящего момента и лобового сопротивления в планируемых технологических операциях. Моделирование крутящего момента и лобового сопротивления также используется для планирования скважины второй фазы, для проектирования забойной компоновки, включающей в себя тяжеловесные бурильные трубы, и для определения диапазонов параметров бурения, таких как нагрузка на долото и скорость вращения, необходимых для максимального увеличения скорости проходки, при сведении к минимуму вибраций и прерывистой подачи.

Некоторые итоговые меры, связанные с предельной температурой и ограничениями по коррозии, необходимо принять при эксплуатации бурильных труб из алюминиевого сплава серии 2XXX. Алюминиевые сплавы серии 2XXX достигают высокой прочности при термообработке и старении, проводимых в диапазоне температур 240-300°F. В результате, трубы из сплава 2XXX необходимо использовать в среде скважины, в которой тело трубы из алюминиевого сплава длительное время достигает температур не ниже 240°F, если не рассматривается вариант списания вследствие снижения прочности. Для сплавов серии 2XXX имеются точно установленные кривые старения, позволяющие определять необходимость списания труб, в зависимости от условий термообработки и соответствующей прочности.

В отношении коррозии, сплав 2XXX очень устойчив в диапазонах pH от 3 до 10. Вне допустимого диапазона pH возможно возникновение точечной коррозии, что может потребовать списания трубы. Трубы из сплава 2XXX также обладают хорошей стойкостью к воздействию H<sub>2</sub>S в буровом растворе на водной основе при концентрациях H<sub>2</sub>S до 0,10 psia. Для описания поведения сплавов 2XXX в среде H<sub>2</sub>S необходимы дополнительные данные, и в данное время проводятся некоторые исследования.

### **Комбинированное влияние алюминиевых труб на крутящий момент и нагрузки лобового сопротивления**

В то время как алюминий непосредственно снижает долю крутящего момента и лобового сопротивления, созданную усилиями на «стороне всасывания», его влияние на усилия «тормозного барабана» и изгиб, вызванный боковыми усилиями, в значительной степени зависит от траектории ствола скважины, длины алюминиевых труб и их количества в буровой колонне (Легарт и др., 2013 г.).

В полого-направленных скважинах алюминиевые трубы могли бы понизить крутящий момент и нагрузки лобового сопротивления, прежде всего за счет снижения боковых усилий «тормозного барабана» в любых наклонных секциях ствола скважины. В скважинах с горизонтальным стволом влияние тормозного барабана, в целом, меньше, чем влияние усилий на «стороне всасывания». Использование алюминиевых труб могло бы понизить усилия на стороне всасывания, однако, это не обязательно приведет к уменьшению крутящего момента и нагрузок лобового сопротивления, так как риск изгиба может возрасти при использовании алюминиевых труб в горизонтальных секциях. Успешная реализация данного сценария могла бы потребовать снижения нагрузки на долото (в турбинном и роторном режимах бурения) для сохранения сжимающих нагрузок на алюминиевую трубу ниже предела спирального изгиба. Траектория ствола скважины в первой фазе испытаний алюминиевых буровых труб была сложной, и на наблюдаемые на поверхности крутящий момент и нагрузки лобового сопротивления оказывали сильное влияние усилия на стороне всасывания и усилия тормозного барабана.

### **Описание первой фазы испытаний алюминиевых буровых труб**

Работающий на шельфе Брунея оператор пробурил различные скважины со сложным трехмерным профилем в течение последних нескольких лет (Бакарецца и др., 2008 г.). Скважины достигали различных участков в одном горизонтальном продуктивном горизонте, что требовало многочисленных изменений азимутального направления траектории, увеличивая показатель сложности направленного бурения (Легарт и др., 2012 г.). Данная концепция в сочетании с технологией бурения с расширенным радиусом охвата позволило скважинам быть перспективными для освоения, а имеющимся буровым мощностям максимально увеличить экономическую отдачу.

Используя данную стратегию разработки месторождений, оператор мог их разрабатывать с использованием имеющихся небольших автоматических платформ (Йохан и др., 2004 г.). Относительно мелкие и спокойные воды позволили использовать самоподъемные буровые установки средних размеров и обслуживаемые тендером буровые установки, управляемые с буровой вышки, установленной на опорном блоке морской платформы.

После успешного применения данной технологии на десятках скважин, был достигнут предельный общий охват, который возможен при использовании в данном проекте традиционных материалов буровой колонны. Ввиду сложной трехмерной траектории ствола шахты, растягивающие и крутящие нагрузки были высокими. В конечном итоге, вес буровой колонны при подъеме из скважины, плюс вес дополнительной буровой колонны, уложенной на буровой платформе, превысил несущую способность подвешенного опорного блока или даже полностью свободнонесущей самоподъемной буровой установки. Кроме того, крутящий момент при бурении мог в дальнейшем превысить грузоподъемность небольших верхних силовых приводов.

Одно из потенциальных решений для преодоления данного ограничения заключалось в использовании легковесных алюминиевых буровых труб. Кроме снижения веса подвешенника для буровых труб и растягивающих нагрузок, ожидалось, что нагрузки крутящего момента будут ниже, чем для буровой колонны, выполненной полностью из стальных труб. При выдерживании сильного отхода от вертикали во время бурения, алюминиевая труба имела потенциал бурения более глубоких скважин с имеющимся парком буровых платформ и, возможно, с буровыми платформами меньшей мощности.

Обнаруженные потенциальные риски связаны с тем, что алюминиевые трубы имеют пониженную стойкость к изгибу (по сравнению со стальными трубами), более низкий предел текучести тела трубы и пониженное сопротивление усталости при изгибе. Были опасения, что алюминиевые трубы обладают повышенным риском разрушения. Кроме того, возникали вопросы о точности моделирования программным обеспечением крутящего момента и лобового сопротивления для прогнозирования нагрузок, накладываемых на алюминиевую трубу во время бурения скважин с расширенным радиусом охвата.

Для испытания алюминиевых труб была выбрана скважина с общей проектной глубиной 7 500 м. Горизонтальная секция на 8 1/2" имела длину 3 000 м. По проекту, первая половина интервала бурилась колонной, составленной полностью из стальных труб на 5 7/8". Вторая половина могла быть пробурена с установкой 1 700 м алюминиевых труб на 5 7/8" ниже стальных труб, после чего результаты двух бурений можно было бы сравнить. Ключевым мотивом для установки алюминиевых буровых труб в низ буровой колонны была неуверенность в фактических эксплуатационных характеристиках алюминиевых буровых

труб, и возникающем в связи с ними риске разрушения. В нижней секции должны наблюдаться наименьшие крутящие и растягивающие нагрузки, позволяя безопасно работать менее прочным трубам, как в традиционной конструкции колонн из труб разных диаметров.

Испытание алюминиевых труб было успешным. Алюминиевые трубы выдержали жесткие условия бурения (большая нагрузка на долото и высокая скорость вращения). Никаких значительных вибраций или нарушений забоя скважины не было отмечено. При сравнении данных по алюминиевым трубам с данными по стальной буровой колонне было отмечено снижение растягивающих и крутящих нагрузок.

Тем не менее, наблюдалась тенденция к увеличению крутящего момента на поверхности, и крутящий момент для алюминиевых труб представлялся более высоким, чем для стальных труб. Исследование данных показало спиральный изгиб части буровой колонны во время роторного бурения, который служил источником более высокого крутящего момента. На основании результатов этого исследования была разработана оптимизированная конструкция буровой колонны, сочетающей в себе стальные и алюминиевые буровые трубы, в которой устраняется как спиральный изгиб, так и дополнительный крутящий момент при бурении последующих скважин.

Первая фаза испытаний показала, что алюминиевые буровые трубы могут применяться для бурения скважин с расширенным радиусом охвата и с сильными параметрами бурения, избегая при этом спирального изгиба. Это сулит значительные преимущества для операторов, включая пониженную нагрузку на палубу, увеличенный диапазон мостов на палубе, пониженный крутящий момент и лобовое сопротивление, а также износ обсадных труб. Ключом к успешным испытаниям алюминиевых буровых труб являлась комбинированная буровая колонна в скважинах с расширенным радиусом охвата. Колонна была составлена на основании тщательного анализа крутящего момента и лобового сопротивления с последующей оптимизацией размещения алюминиевых труб в буровой колонне, таким образом, при котором обеспечиваются наибольшие преимущества при минимальном дополнительном риске (Легарт, и др., 2013 г.).

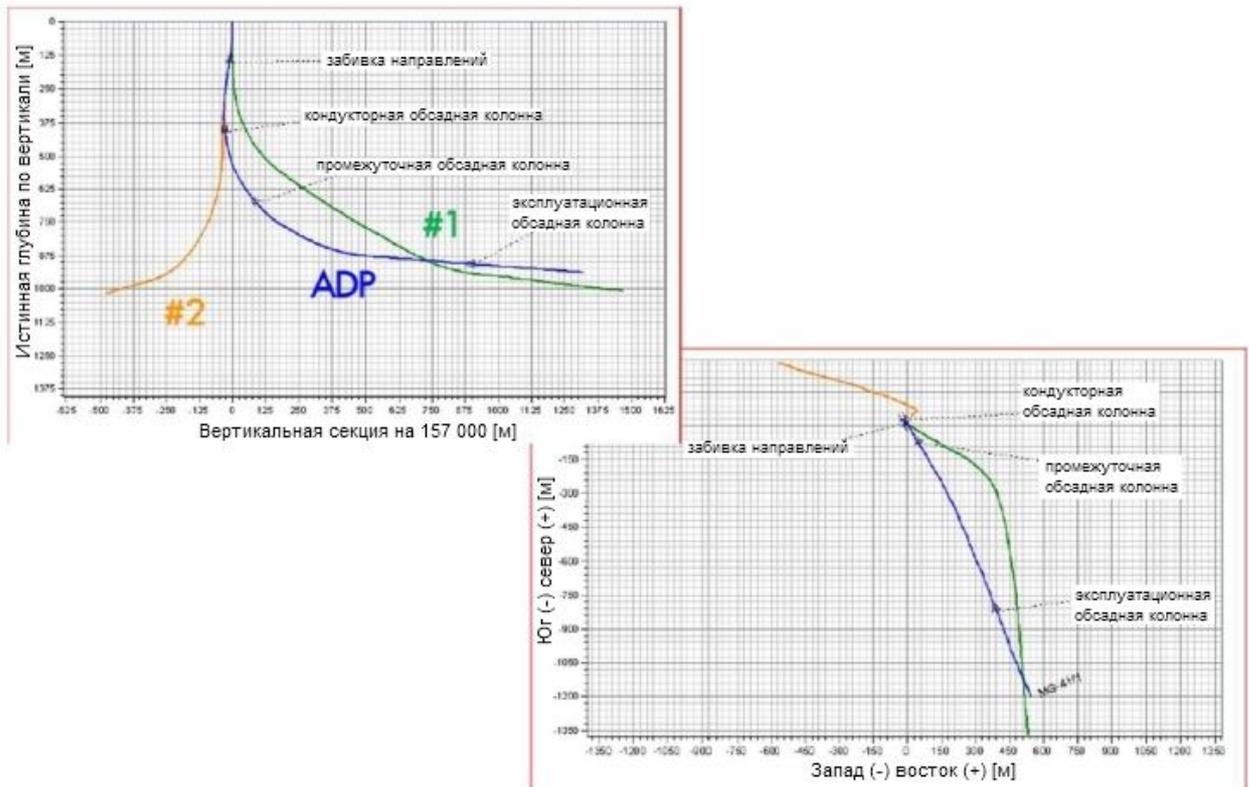
### **Вторая фаза: бурение скважины с расширенным радиусом охвата буровой колонной, полностью составленной из алюминиевых буровых труб**

Воодушевленный результатами первой фазы испытаний комбинированной буровой колонны, оператор принял решение перейти ко второй фазе испытаний, которая заключалась в бурении скважины с расширенным радиусом охвата с помощью буровой колонны, полностью составленной из алюминиевых буровых труб, используемой на всех участках скважины. Цели второй фазы испытаний:

- Полевые испытания буровой колонны, полностью составленной из алюминиевых труб, диаметром 5 7/8 дюймов, с буровыми замками под высокий крутящий момент, для последующего использования при бурении большой скважины с расширенным радиусом охвата. Оценка эксплуатационных характеристик буровой колонны проводится с использованием матрицы ключевых показателей эффективности (KPI) оператора во время бурения, включая снижение крутящего момента и лобового сопротивления.
- Сравнение и обнаружение отличий при использовании алюминиевых труб в комбинированной буровой колонне ( $\leq 50\%$  от длины колонны, см. описание первой фазы исследования) и при использовании буровой колонны, полностью составленной из алюминиевых буровых труб ( $> 95\%$  от длины колонны).
- Получение данных об эффективности эксплуатации с потенциалом внедрения алюминиевых буровых труб в стандартных буровых работах.
- Оценка потенциала алюминиевых буровых труб по снижению растягивающих и скручивающих нагрузок, при введении буровой колонны на большую часть длины, и получение данных о потенциальном риске такой конструкции буровой колонны.
- Доступ к технологиям моделирования крутящего момента и лобового сопротивления перед разработкой скважины для точного прогнозирования поведения алюминиевых буровых труб в забое скважины и для оптимизации конструкции буровой колонны.

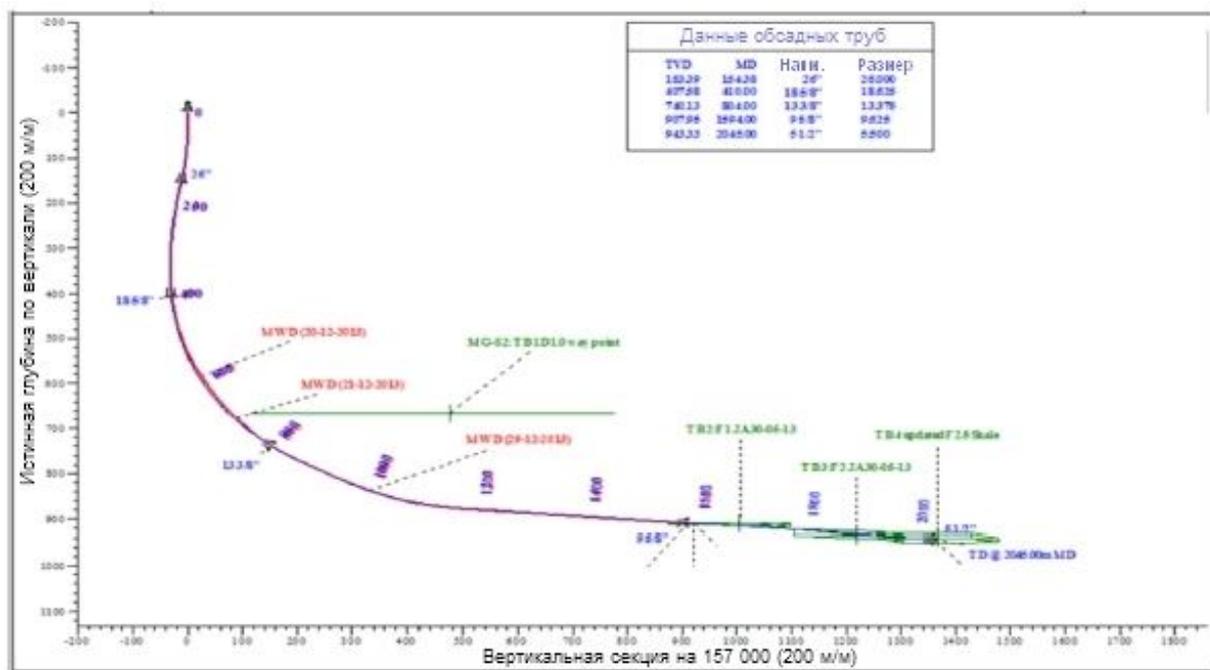
### **Проект неглубокой скважины с расширенным радиусом охвата**

По проекту, неглубокая скважина с расширенным радиусом охвата должна буриться с имеющейся платформы, с которой две скважины уже пробурены традиционными буровыми колоннами из стальных буровых труб и с одинаковой забойной компоновкой буровой колонны. Скважина № 1 и скважина № 2 имеют трехмерный профиль ствола с расширенным радиусом охвата, с вертикальной глубиной скважины ниже 1000 м и соотношением расширенного радиуса охвата  $> 2:1$ . Скважина № 2 представляет собой трехмерную направленную скважину со значительным изменением азимута (Рисунок 3). Скважина № 1 считается прямой направленной скважиной на основании смещения ее траектории.



**Рисунок 3 — секции и горизонтальная проекция скважин и их отводов, используемых для испытаний алюминиевых буровых труб**

Скважина № 3 из этой группы имела аналогичную траекторию, как и две предыдущие скважины, с таким же креплением обсадными трубами, забойной компоновкой и буровым раствором. Продольная секция опущена на истинную глубину по вертикали примерно 940 м, скважина достигла измеренной глубины 2045 м, а горизонтальное смещение составило 1300 м (Рисунок 4). Конечная секция в продуктивной зоне была расширена вниз во время бурения с использованием расширительного долота на 8 1/2"X9", как в предыдущих двух скважинах. Все секции были пробурены с роторной регулируемой забойной компоновкой буровой колонны, за исключением верхних интервалов скважины на 2" и 17 1/2", которые были пробурены с регулируемым забойным двигателем.



**Рисунок 4 — профиль скважины для бурения колонной, полностью скомпонованной из алюминиевых бурильных труб**

Скважина была успешно пробурена с более низкими, чем ожидалось, крутящим моментом и лобовой нагрузкой, и алюминиевые бурильные трубы показали повышенную эффективность в критических участках повышенной досягаемости, по сравнению с отводами скважин.

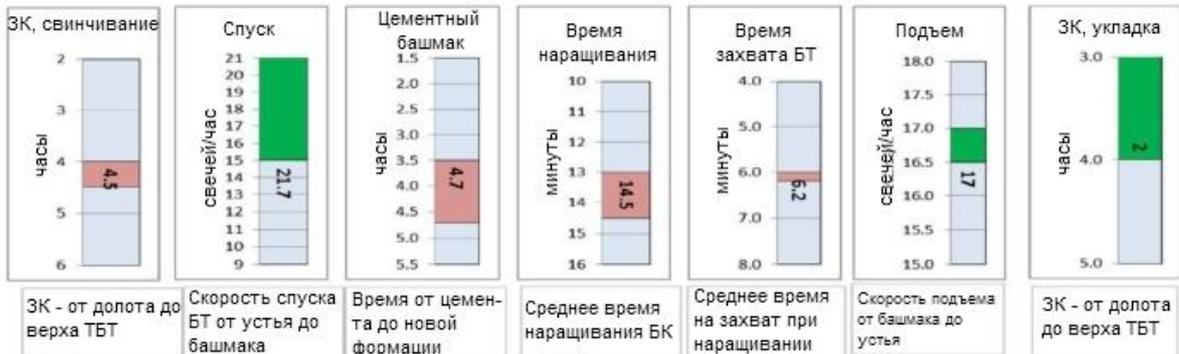
В данной второй фазе испытаний бурильная колонна, полностью скомпонованная из алюминиевых труб, имела на 50% меньший крутящий момент, по сравнению со стандартной бурильной колонной, скомпонованной из стальных труб. Нагрузка на буровую вышку load при использовании бурильной колонны, полностью скомпонованной из алюминиевых бурильных труб, была снижена на 24%. Кроме того, был продемонстрирован рост на 36% скорости проходки скважины, вследствие улучшенного переноса веса алюминиевыми трубами, по сравнению со стальными трубами, и облегчения спускоподъемных операций.

Ключевой целью данного этапа исследования было сравнение участка скважины с расширенным радиусом охвата с прямым отводом скважины (скважина № 1). Данное сравнение было выполнено путем сравнения ключевых показателей эффективности. Ключевые показатели эффективности основаны на параметрах буровой вышки и оценивают эффективность буровых работ на скважине (Рисунок 5).

### Скважина № 1



### Скважина № 3



**Рисунок 5 — сравнение ключевых показателей эффективности для скважин 8"X9", скважина № 1 и скважина № 3:**

Улучшение эффективности производства наблюдалось во всем диапазоне ключевых показателей, особенно в спускоподъемных операциях. Тем не менее, очевидно, что можно добиться дальнейших улучшений.

Для скважины № 3 был зарегистрирован рост скорости проходки, как по исследуемым участкам, так и по всей скважине в целом, в соответствии с графическим анализом проблем для каждой скважины, см. [Рисунки 6 и 7](#).

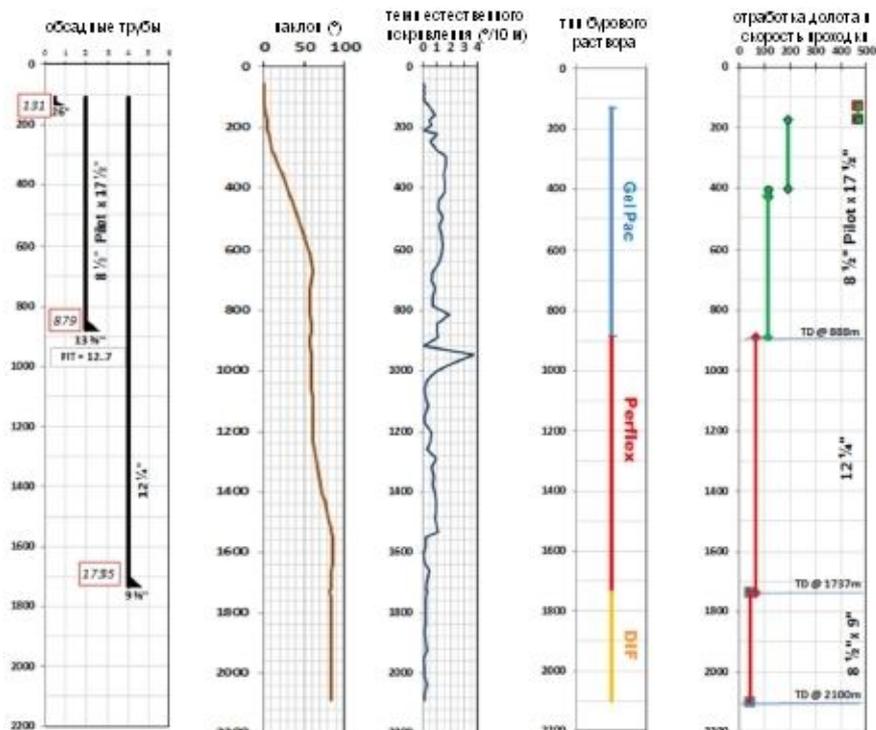


Рисунок 6 — графический анализ проблем, скважина № 1

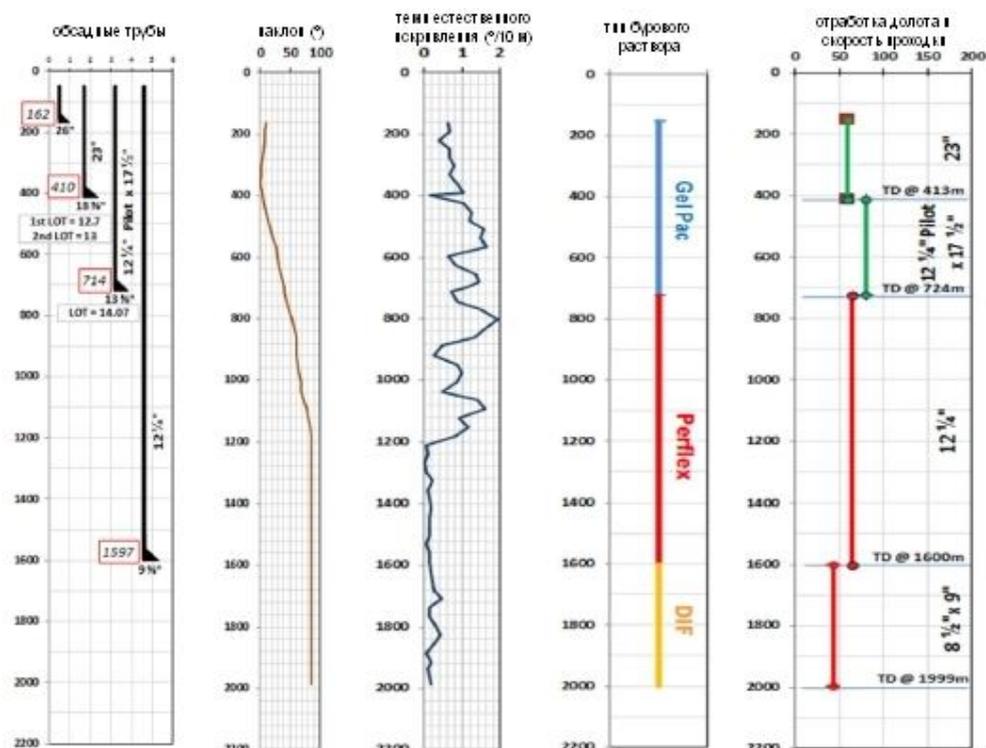


Рисунок 7 — графический анализ проблем, скважина № 3

### Усовершенствование технологических процессов и инструментов

Для достижения эксплуатационных преимуществ алюминиевых труб необходимы технологические процессы, специфичные для алюминиевых буровых труб и усовершенствованные инструменты. Независимо от усовершенствований технологических процессов и инструментов при бурении скважин наблюдались общие улучшения производительности. С учетом конической геометрии и пониженной жесткости материала профиля алюминиевой трубы, возможны некоторые незначительные изменения в работе с трубами, необходимые для нормальной эксплуатации буровой установки в обеих фазах испытаний алюминиевых

бурильных труб. Первое и наиболее критичное изменение заключается в необходимости конусных нештампованных сухарей. Конусный нештампованный сухарь позволяет получить более широкую и совместимую площадь контактной поверхности между сухарем и трубой, снижая, таким образом, концентрацию напряжений и потенциал развития деформаций в теле алюминиевой трубы вследствие воздействия напряжений. Второе ключевое отличие заключается в небольшом опускании вкладышей элеватора для установки профиля алюминиевой трубы с повышенным наружным диаметром рядом с заплечиком бурильного замка. Необходимо принять меры для сведения к практически обоснованному минимуму вызывающей коррозию коррозию контакта между стальными поверхностями и более мягким телом алюминиевой трубы. Данная задача решается за счет использования мягких буферов, мягких тросов, модифицированных подъемников или колпачков для защиты резьбы.

Для снижения риска повреждений алюминиевых бурильных труб, на второй фазе испытаний также были усовершенствованы процессы перевалки труб. Бурильные трубы перегружались с судна снабжения на рабочую палубу в контейнерах. Подъемный ремень с петлями использовался для связывания 5-6 алюминиевых бурильных труб и их складирования на платформе. С платформы трубы забирались с помощью крана и подъемных ремней (Рисунок 8).

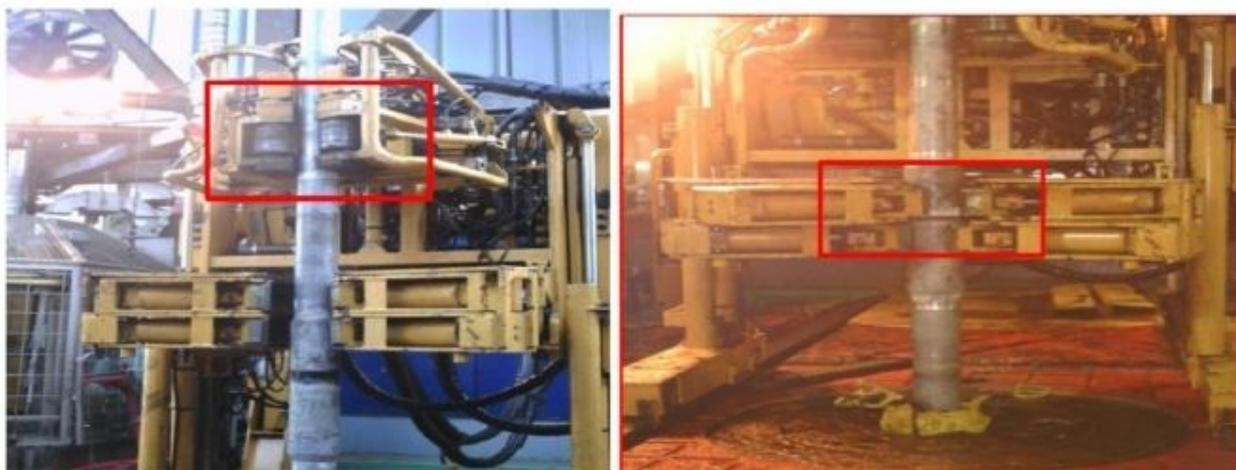


Перевалка БТ в контейнере с судна снабжения на платформу. 5-6 БТ связываются петлевым ремнем и складировуются на платформе.

Подъем с платформы и перевалка на платформу с помощью крана и петлевых ремней.

**Рисунок 8 — процесс перевалки труб**

Технология свинчивания бурильных труб также была усовершенствована под материал и геометрию алюминиевой бурильной трубы. Верхняя часть гидравлического захвата использовалась в качестве ключа для ввинчивания бурильной трубы в положение сочленения. Ролики устанавливались на участки трубы с постоянным наружным диаметром, не на конические участки под бурильными замками. Перед прикладыванием конечного крутящего момента свинчивания, буровая бригада контролировала зацепление обоих плеч захвата на бурильном замке (Рисунок 9).



Верхняя часть гидравлического захвата используется в качестве ключа для ввинчивания бурильной трубы в положение сочленения.  
 → Ролики устанавливаются на участки трубы с постоянным наружным диаметром, не на конические участки под бурильными замками.

Контроль зацепления обоих плеч захвата на бурильном замке перед прикладыванием крутящего момента свинчивания.

**Рисунок 9 — свинчивание алюминиевых бурильных труб**

Для выравнивания алюминиевой бурильной трубы также применялась усовершенствованная операция монтажа блока превенторов, так чтобы плашки превентора зацепились с телом трубы, а не с соединением бурильного замка.

**Достигнутый крутящий момент и снижение лобового сопротивления**

Для прогноза уменьшения крутящего момента и лобового сопротивления за счет использования алюминиевых бурильных труб, проектная группа пользовалась программным обеспечением для моделирования бурильной колонны (доказавшим свои характеристики в первой фазе испытаний на скважине). Как можно увидеть на [Рисунке 10](#), фактическое снижение лобового сопротивления, в целом, значительно лучше смоделированного. Вес бурильной колонны при подъеме из скважины, а также нагрузки при вращении над забоем значительно ниже прогнозируемых, тогда как сокращение веса при спуске в скважину ниже ожиданий на участках 12 1/4 дюйма и 8 1/2X9.

**Ожидаемое**

**Фактическое**



**Рисунок 10 — ожидаемое и фактическое снижение лобового сопротивления**

Ожидаемое и фактическое снижение крутящего момента при вращении над забоем для четырех скважин разных размеров приведено на [Рисунке 11](#). Во всех кроме одной секциях, снижение крутящего момента при вращении над забоем было значительно больше ожидаемого. В секции 8 1/2x9, в которой проводились работы расширительным долотом, крутящий момент фактически возрастает при работе долота ниже 1800 м. Вероятно, это вызвано расположением расширительного долота над бурильным долотом и сменой формаций (см. описание к [Рисункам 16 и 19](#), далее).



**Рисунок 11 — ожидаемое и фактическое снижение крутящего момента инструмента над забоем**

На [Рисунках 12 – 19](#) сравниваются эксплуатационные характеристики при бурении критических участков увеличенной досягаемости скважины № 2 (с использованием стальных бурильных труб) и скважины № 3 (с использованием алюминиевых бурильных труб).

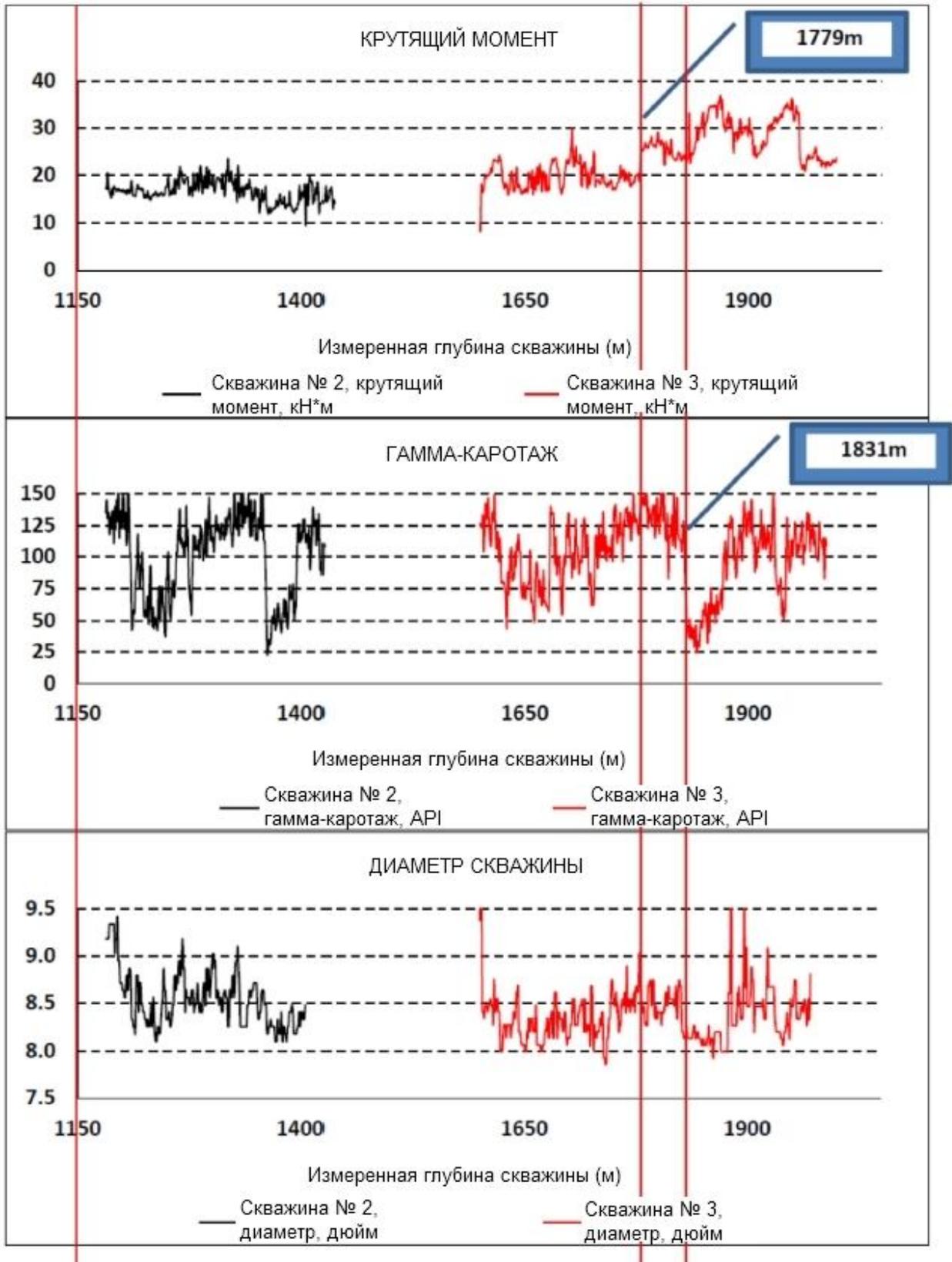


Рисунок 12 — диаграммы крутящего момента, гамма-каротажа и диаметра скважины, скважина 8 1/2"X9", сравнение скважин № 2 и № 3

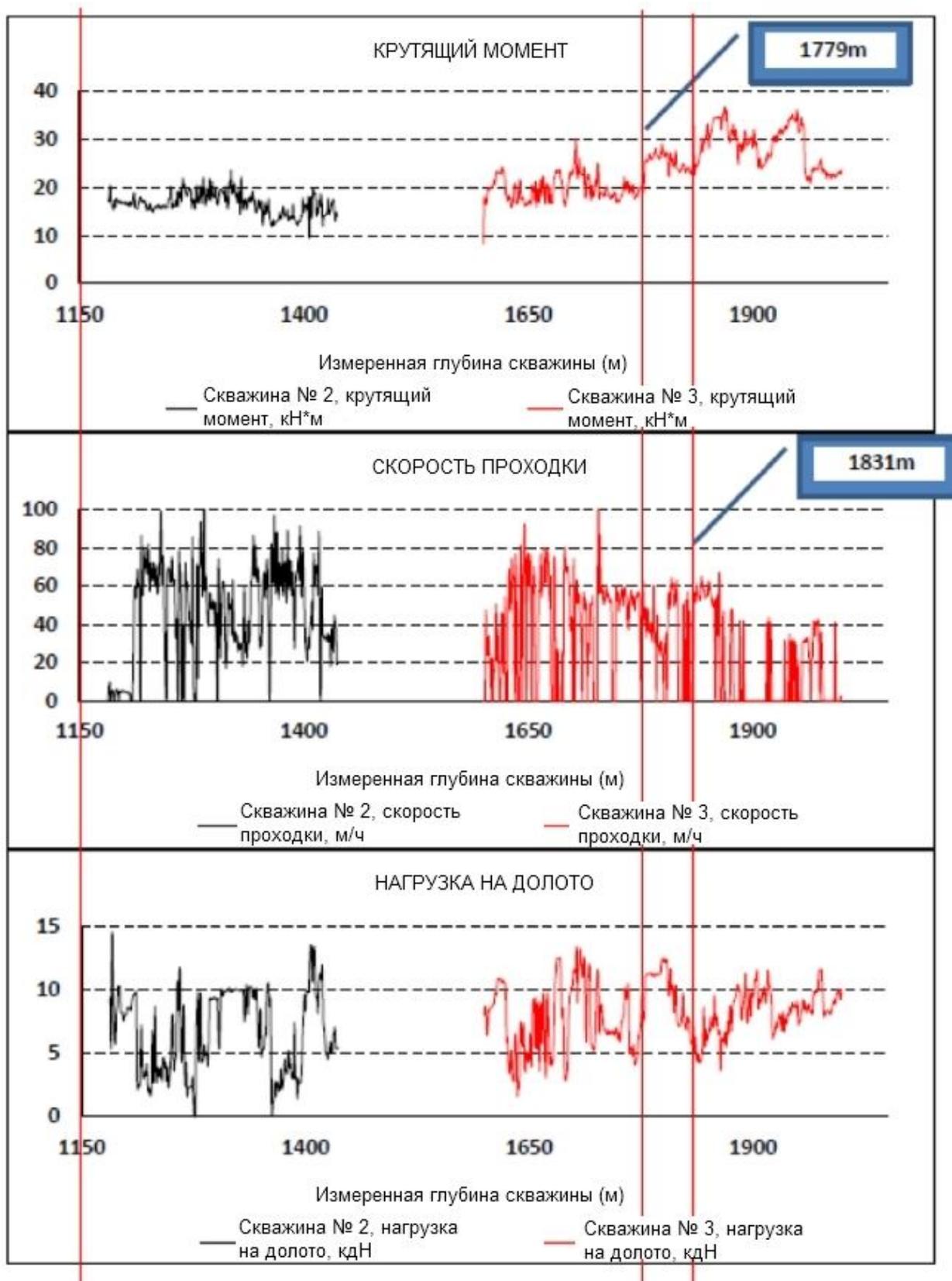


Рисунок 13 — крутящий момент, скорость проходки, нагрузка на долото, скважина 8 1/2"X9", сравнение скважин № 2 и № 3

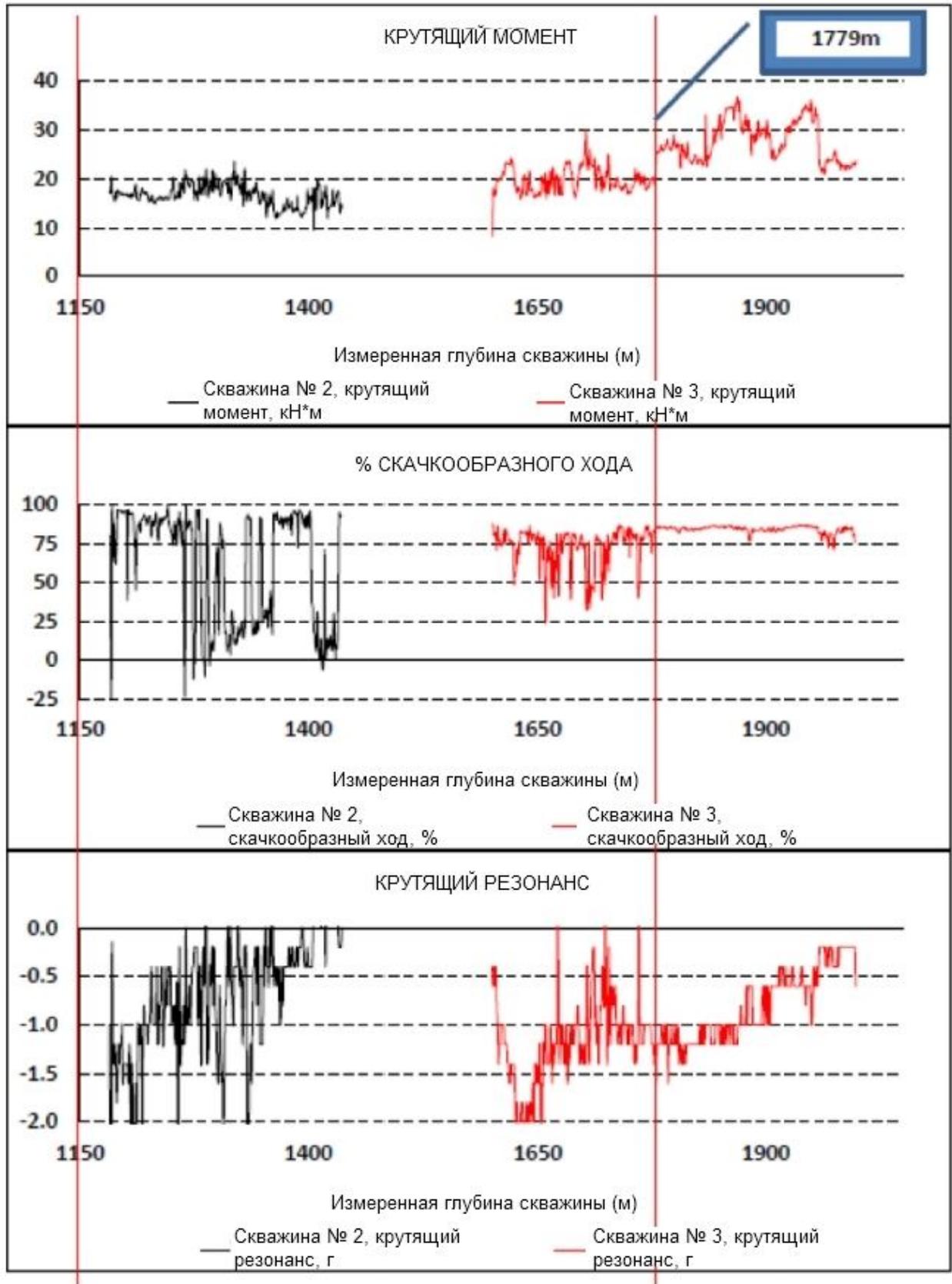


Рисунок 14 — крутящий момент, % скачкообразного движения, крутящий резонанс, скважина 8 1/2"X9", сравнение скважин № 2 и № 3

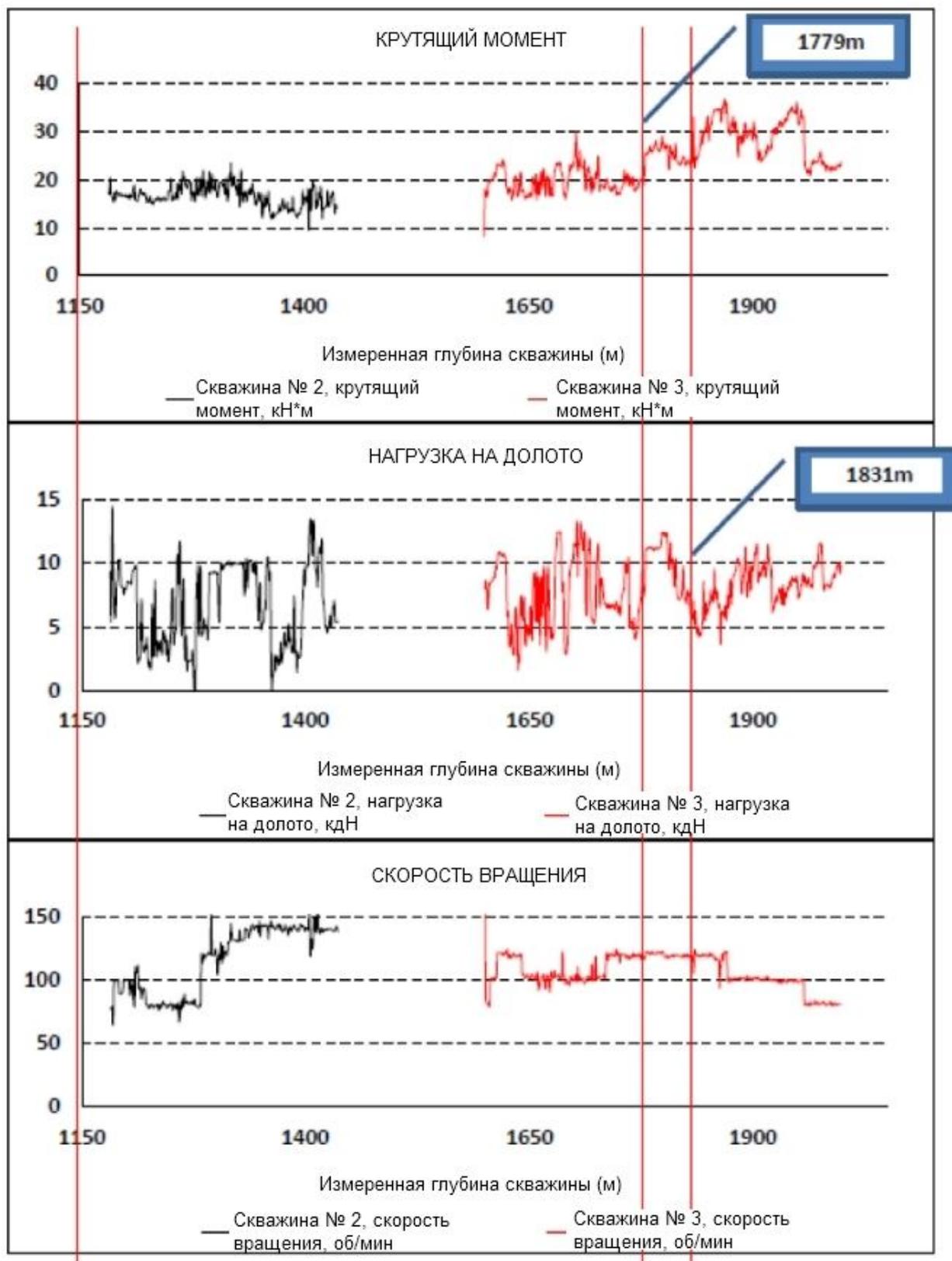


Рисунок 15 — крутящий момент, нагрузка на долото, скорость вращения, скважина 8 1/2"X9", сравнение скважин № 2 и № 3

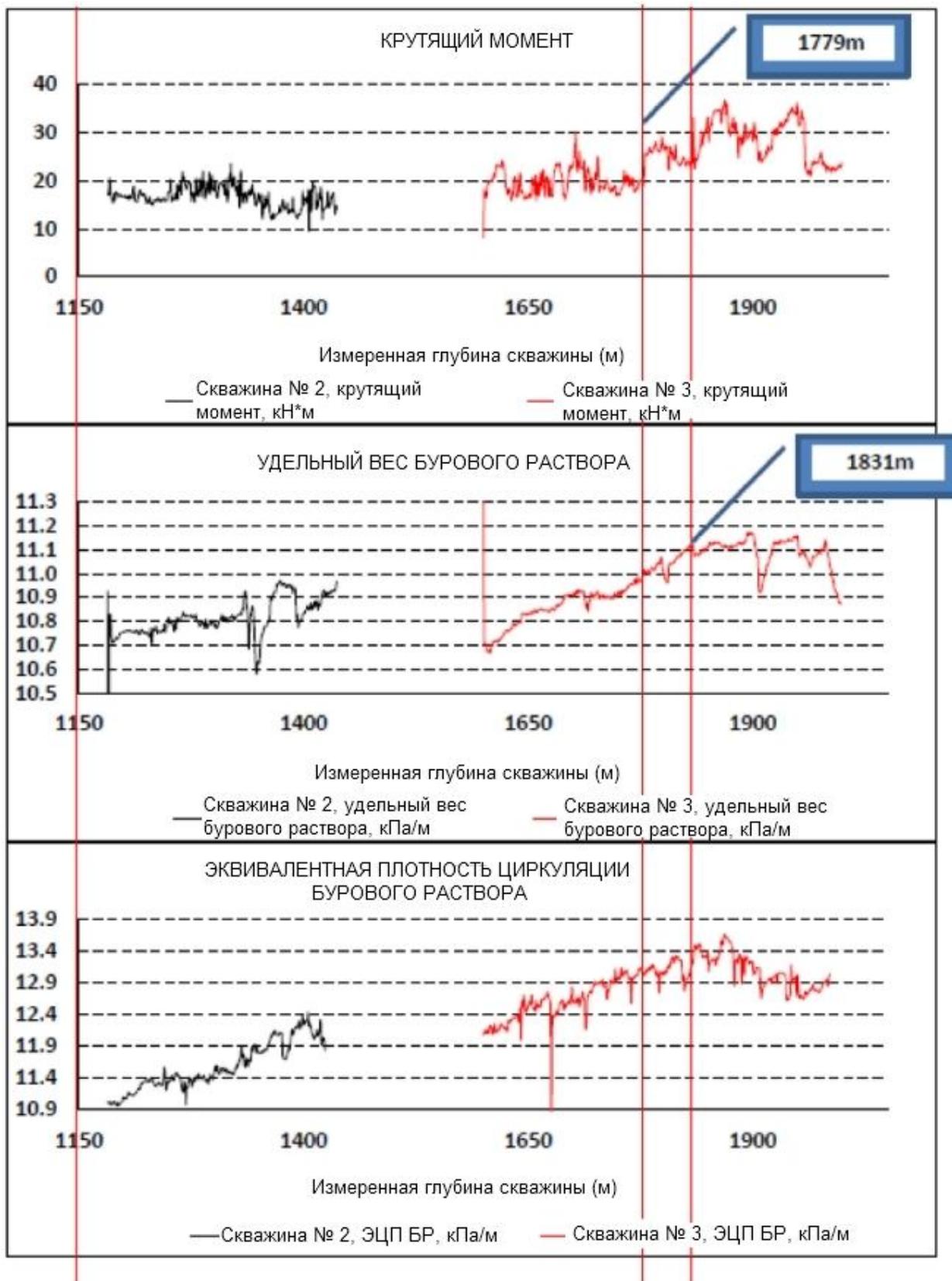


Рисунок 16 — крутящий момент, удельный вес бурового раствора, эквивалентная плотность циркуляции бурового раствора, скважина 8 1/2"X9", сравнение скважин № 2 и № 3

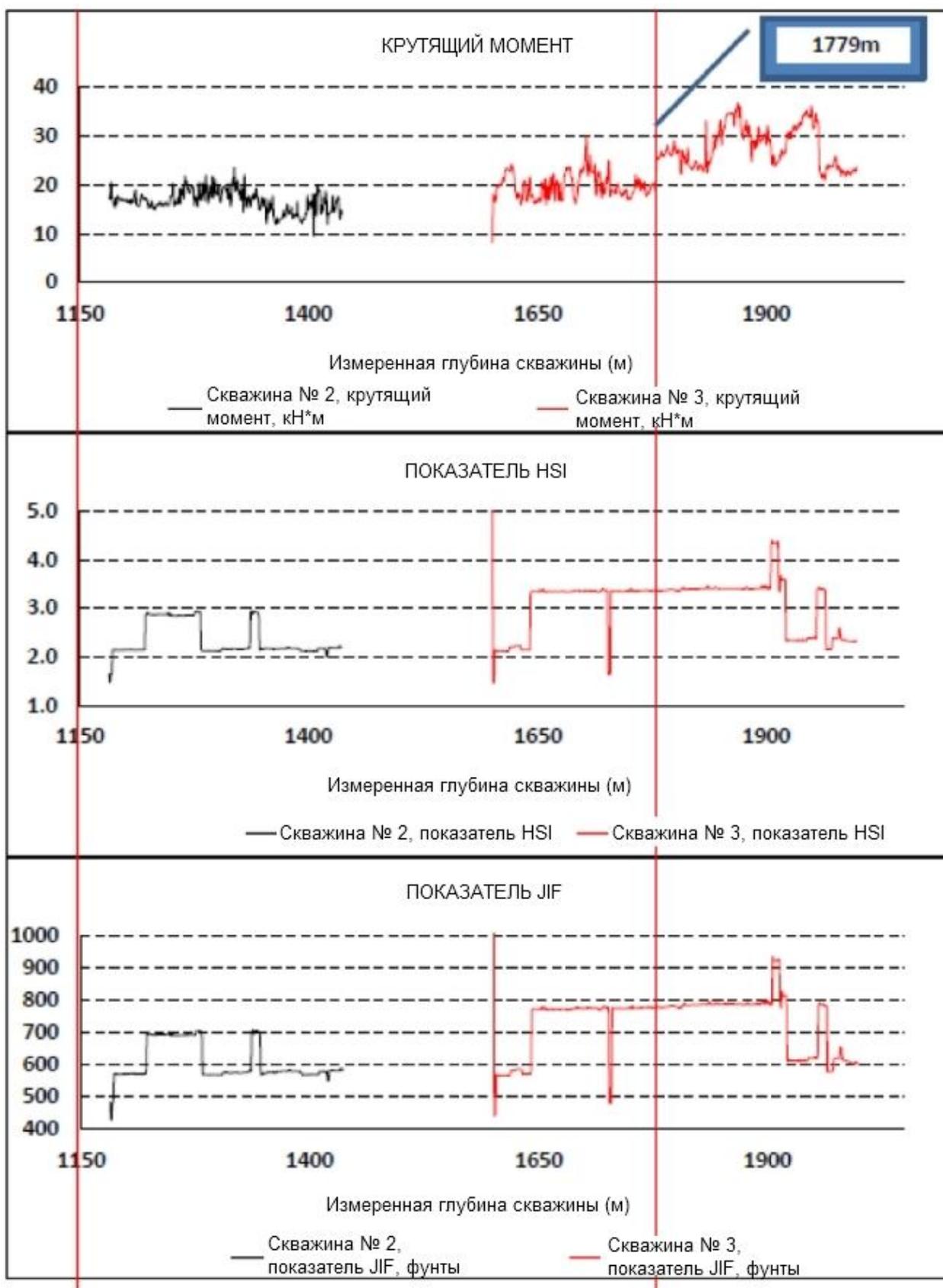


Рисунок 17 — крутящий момент, показатели HSI и JIF, скважина 8 1/2"X9", сравнение скважин № 2 и № 3

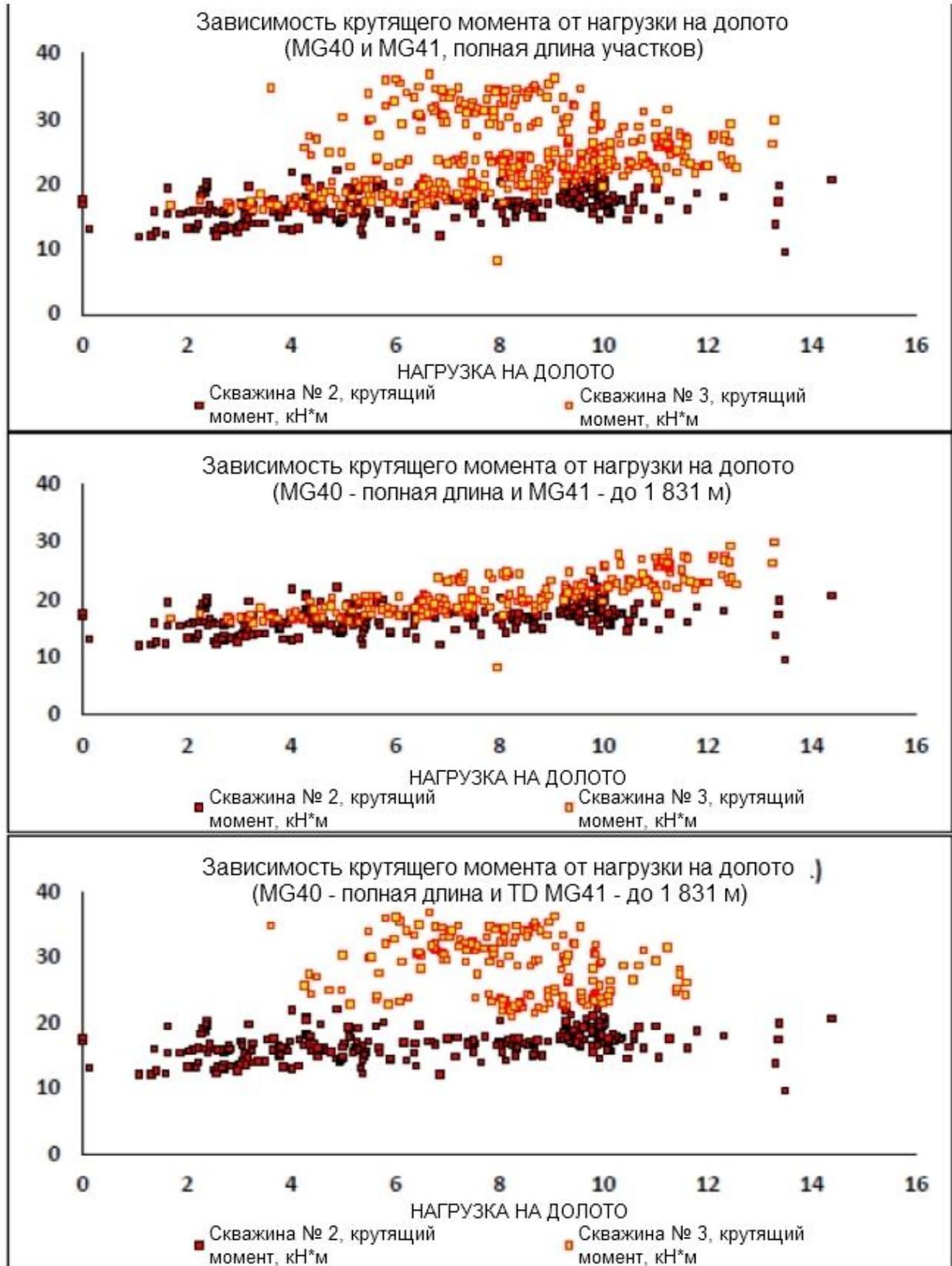
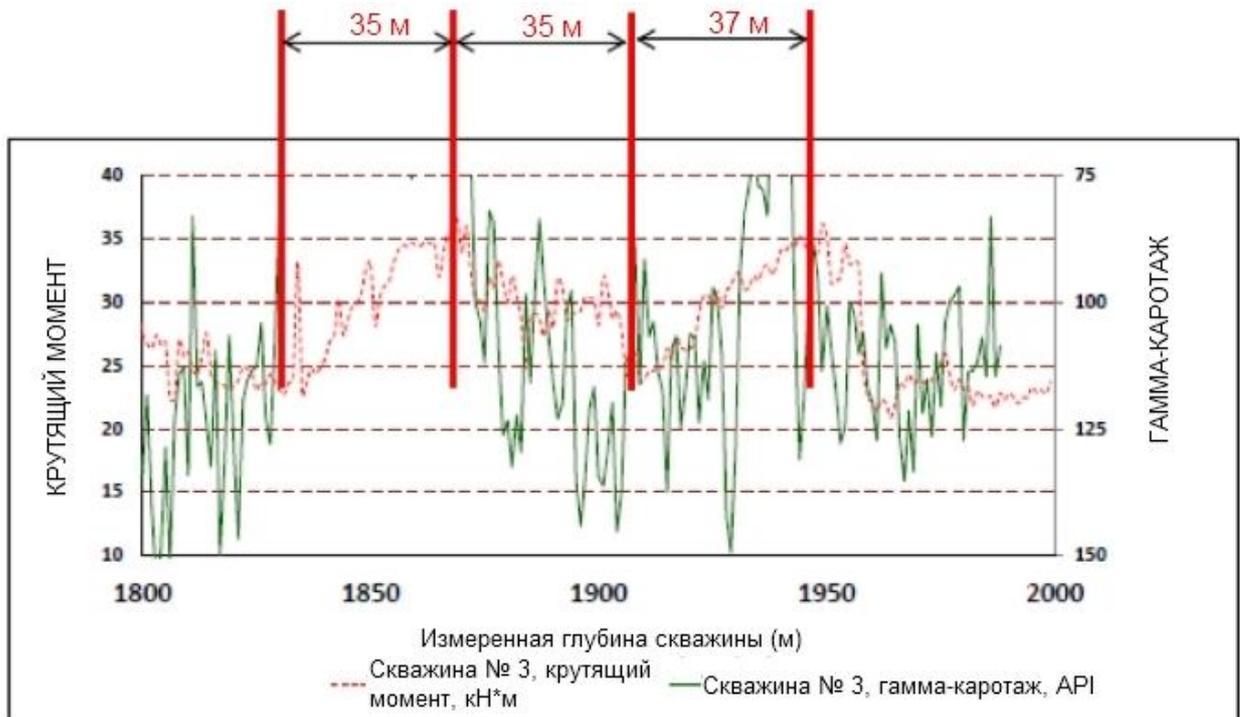


Рисунок 18 — графики зависимости резонанса крутящего момента от нагрузки на долото, сравнение скважин № 2 и № 3



**Рисунок 19 — зависимость крутящего момента и нагрузки на долото от измеренной глубины, скважина 8 1/2"X9", № 3**

Данные диаметра скважины, приведенные на [Рисунке 12](#), показывают значительную потерю диаметра для 9-дюймовой скважины, и, фактически, и для 8 1/2-дюймовой направляющей скважины. Не просматривается зависимости потери диаметра с формациями, так как потеря диаметра возникает во всех секциях скважины № 2 и скважины № 3. В обеих скважинах, забойная компоновка низа буровой колонны была натянута на подъемниках без проработки ствола скважины снизу вверх после достижения проектной глубины, что могло внести вклад в итоговую потерю диаметра скважины.

На [Рисунке 13](#), видна зависимость нагрузки на долото от пробуренной формации, а скорости проходки – от крутящего момента и вибраций. Начиная с точки роста крутящего момента, наблюдается тенденция вибраций к снижению, вероятно, вследствие падения скорости проходки. Тенденция использования нагрузки на долото не значительно отличается для скважин № 2 и № 3. Нагрузка на долото для сланца была незначительно выше, чем для песка. Нагрузка на долото не влияет на динамику нагрузки на долото. Тем не менее, при вхождении долота в песчаное тело на 1 831 м в скважине № 3, скорость проходки была выше при более низкой нагрузке на долото, предположительно из-за входа долота в более мягкую формацию, по сравнению с пробуренным на прежних глубинах сланцем.

На [Рисунке 14](#) представлены крутящий момент, скачкообразные перемещения и ожидаемые вибрации в двух скважинах. В скважине № 3, начиная с точки растущей динамики крутящего момента, наблюдаются значительные изменения вибрации. Скачкообразные движения демонстрируют затухание с несколькими пиками и находятся на приемлемом уровне (от низкого до среднего), а крутящий резонанс падает с высоких до минимальных уровней, когда низкая скорость вращения начинает вносить значительный вклад. На последних 100 м, зонд для измерений во время бурения фиксировал несколько прерывистых импульсов, таким образом, скорость проходки контролировалась для сглаживания вибраций и лучшего обнаружения импульсов.

На [Рисунке 15](#) показаны нагрузка на долото и скорость вращения, отрегулированные для достижения максимальной скорости проходки, в соответствии с условиями бурения формаций и контролем вибраций. Уровни крутящего момента в скважине № 3 изменяются вместе с нагрузкой на долото до 1 831 м, где скважина входит в песчаное тело, и крутящий момент возрастает.

На [Рисунке 16](#) еще раз продемонстрировано значительное увеличение крутящего момента в скважине № 3 после 1 831 м. В три последующие песчаные формации (1 831 – 1 920 м) были закачаны тампоны высокой вязкости, так как крутящий момент проявлял тенденции к росту до 0,5 FF. В данном интервале также наблюдался значительный крутящий момент над забоем, который совпадал с входом в тело песчаника.

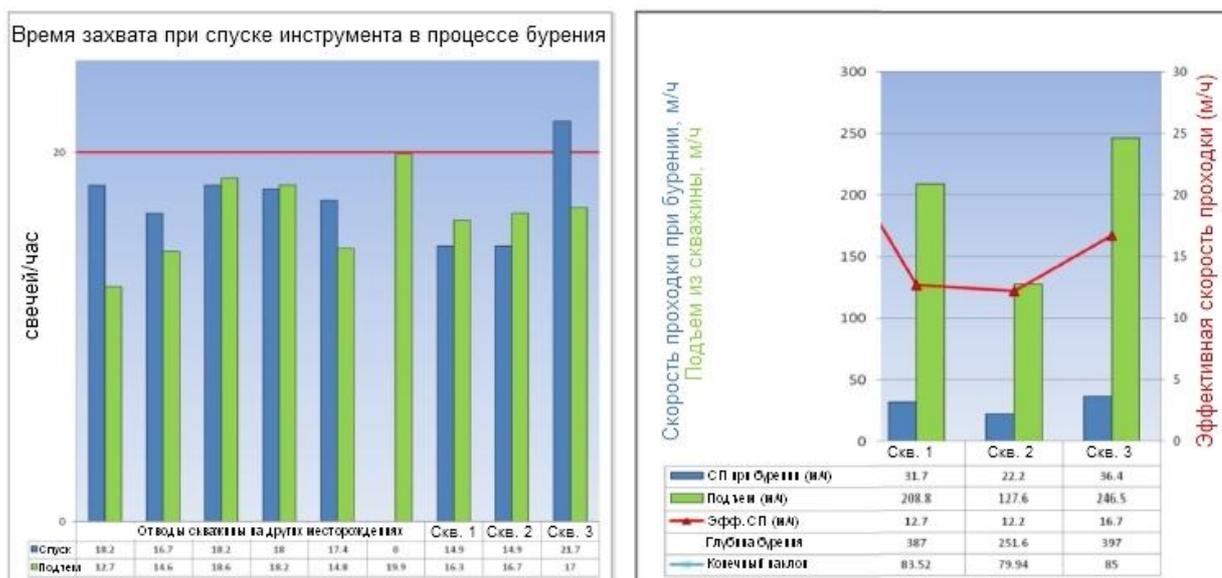
На [Рисунке 18](#) показан график зависимости крутящего момента от нагрузки на долото для двух скважин. В целом, крутящий момент в скважине № 3 показывает такую же динамику, как и в скважине № 2 до достижения 1 831 м, после чего крутящий момент в скважине № 3 проявляет тенденцию к превышению крутящего момента в скважине № 2.

В более высокий крутящий момент в скважине № 3 вносят вклад различные смещения скважинного расширителя на забойной компоновке бурильной колонны, по сравнению с положением бурильной колонны в скважине № 2. В скважине № 2 скважинный расширитель располагается примерно на 38 м за долотом. Скважина достигает проектной глубины на отметке 1 437 м (тогда как расширитель находится на отметке 1 399 м), а тело песчаника располагается с 1 361 до 1 396 м (35 м вдоль оси скважины). После выхода из тела песчаника было пробурено только 41 м. В скважине № 3, расширитель располагался на 35 м за долотом.

На [Рисунке 19](#) показано, что расстояние от скважинного расширителя до долота, вместе с изменениями формации вдоль скважины с потерей диаметра могут вносить вклад в чрезмерно высокие значения крутящего момента, не связанные с использованием бурильной колонны с алюминиевыми бурильными трубами.

### Преимущества, полученные за счет алюминиевых бурильных труб

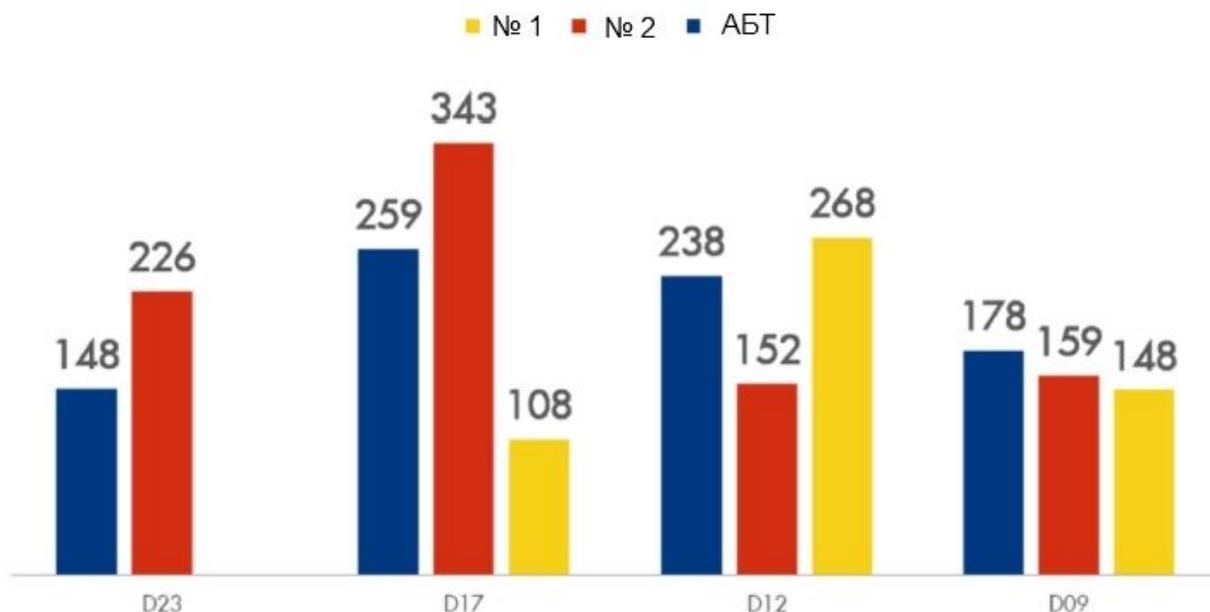
Во второй фазе испытаний были достигнуты значительные улучшения эксплуатационных характеристик за счет использования бурильной колонны, полностью скомпонованной из алюминиевых бурильных труб. Время захвата при спуске инструмента в скважину (RиН) в процессе бурения было сокращено на 45% ([Рисунок 20](#)). Скорость проходки между формациями была увеличена на 34%, по сравнению с двумя периферийными скважинами. Также, при использовании бурильной колонны на 5 7/8 дюймов, полностью скомпонованной из алюминиевых бурильных труб, и соединений ТТ585, было достигнуто сокращение номинального веса бурильной колонны на 24%, по сравнению с бурильной колонной на 5 дюймов из стальных бурильных труб с соединениями NC50.



**Рисунок 20 — алюминиевые бурильные трубы снизили время захвата при спуске инструмента в скважину на 45% (first time to achieve set benchmark) и увеличили скорость проходки между формациями на 34%**

Повсеместно, использование бурильной колонны, полностью скомпонованной из алюминиевых бурильных труб, позволило увеличить скорость бурения в участках скважины с расширенным радиусом охвата. Фактически нормированное время (фазы бурения, м/дни) демонстрирует улучшение эффективности бурения ([Рисунок 21](#)) в фазе бурения с расширенным радиусом охвата. При этом, производительность на 20% лучше, чем в скважине № 1 и на 11% лучше, чем в скважине № 2. Важно отметить, что буровая бригада продемонстрировала возможность снижения расходов за счет модернизации технологических процессов, в соответствии с используемыми алюминиевыми бурильными трубами, а именно, работу на малых буровых вышках или расширение возможностей имеющихся вышек по бурению с расширенным радиусом охвата.

## Фактическое время, нормированное (фазы бурения), м/д



**Рисунок 21 — фактическое время по участкам скважины, алюминиевые бурильные трубы и отводы скважины. Алюминиевые бурильные трубы позволили улучшить производительность на участках с расширенным радиусом охвата.**

### Возможные будущие усовершенствования

Заглядывая вперед, проектная группа сделала несколько предложений по возможному улучшению алюминиевых бурильных труб и их применения. Например, диапазон алюминиевых бурильных труб мог бы быть далее расширен за счет использования алюминиевых сплавов повышенной прочности. У поставщиков материалов имеются исследовательские проекты по разработке сплавов с показателями текучести на 10% - 15% выше. Проектная группа также отметила, что изменение геометрии алюминиевых бурильных труб с целью изготовления труб с постоянным наружным диаметром, могло бы облегчить погрузочно-разгрузочные работы с трубами на буровой платформе, при минимальной модификации оборудования. В заключение, так как алюминиевые сплавы подвержены точечной коррозии при уровнях pH свыше 10,5, проектная группа рекомендовала операторам соблюдать осторожность и следить за тем, чтобы уровень pH бурового раствора был совместим с материалом используемых алюминиевых бурильных труб.

### Список литературы

1. Легард Б. А., Булей Т., Гриссом Дж.: «Успешные испытания алюминиевых бурильных труб в сложных 3D-скважинах с большим отходом забоя от вертикали», ADIPEC 2013 г., Техническая конференция, Абу-даби, ОАЭ, 10-13 ноября 2013 г.
2. Гупта П.В., Сэнфорд С.Р. и др. 2013 г. «Практический пример бурения с расширенным радиусом охвата (ERD), разработанного на месторождении газированной нефти на Сахалине», статья SPE/IADC 163487, представленная на Конференции и выставке по бурению SPE/IADC, Амстердам, Нидерланды, 5-7 марта.
3. Йозансик С.А., Фризен Д.Б., Доусон Р. 1983 г. «Крутящий момент и лобовое сопротивление в направленных скважинах – прогноз и измерение», статья SPE 11380, представленная на Конференции по бурению IADC/SPE, Новый Орлеан, Луизиана, 20-23 февраля.
4. Ву Дж, Джувкам-Волд Х.С. 1993 г. «Исследование спирального изгиба труб в горизонтальных скважинах», статья SPE 25503, представленная на Симпозиуме по управлению производством, Оклахома Сити, Оклахома, 21-23 марта.
5. Бакарецца Л., Хорнабрук С., Ху С.С., Невои Х. и Джапар Н.Дж. «Изгибающиеся скважины на месторождении Champion West, шельф Брунея. Передовой опыт строительства скважин под бурение с расширенным радиусом охвата», статья SPE 114550-MS, представленная на Азиатско-тихоокеанской Конференции и выставке по буровым технологиям IADC/SPE, Джакарта, Индонезия, 25-27 августа 2008 г.

6. Хаджи Йохан, Адирадиман и Шрейдер, Керби. 2004 г. «Сочетание проекта изгибающейся скважины и рационального исполнения: ключевые факторы для разработки месторождения Champion West», статья SPE 88524, представленная на Азиатско-тихоокеанской Конференции и выставке SPE по нефти и газу, Перт, Австралия, 18–20 октября.
7. Легарт Б., Дастин С., Монтеро Дж. Уолкер L;., Муллиган Р., Маэско С. 2012 г. «Проект забойной компоновки бурильной колонны в соответствии с назначением для бурения сложных скважин на морском шельфе Брунея, ведущий к новому стандарту в промышленности», статья SPE 163558- MS, представленная на Конференции и выставке по бурению SPE/IADC в Амстердаме, Нидерланды, 5–7 марта.