

технического наряда, снижает вероятность допущения ошибок или оставления без внимания части информации, программный комплекс применяется уже на текущем этапе, а также имеет простой и понятный интерфейс для небольших корректировок.

Литература

1. JSON — Краткое руководство [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://coderlessons.com/tutorials/java-tehnologii/vyuchit-json/json-kratkoe-rukovodstvo> (дата обращения 10.03.2021 г.).
2. Введение в JavaScript [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://learn.javascript.ru/intro> (дата обращения 10.03.2021 г.).

**СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОДНОГО ПРОХОДНОГО ДИАМЕТРА ПО ТЕХНОЛОГИИ «MONOBORE WELLS» НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

<sup>1</sup>Антипьев В.В.

Научный руководитель – доцент А.В. Ковалёв<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из современных и развивающихся направлений в строительстве скважин является бурение с применением одного проходного диаметра по технологии «Monobore wells». В данной технологии вместо спуска обычных колонн применяются расширяемые хвостовики и бурение с раздвижными расширителями, которые позволяют сохранить один диаметр ствола и спускаемых колонн.

Для рассмотрения экономической целесообразности применения конструкции строительства скважин по технологии монодиаметр произведена оценка возможности оптимизации конструкции газовой горизонтальной скважины с насыщенными пластами на глубинах 1250 и 2020 м, представленная в таблице 1. В разрезе присутствуют многолетнемёрзлые породы. Кондуктор решено оставить стандартным с уменьшением диаметра, так как он неглубокий. Из-за целевого бурения на газ предполагается спустить дополнительно хвостовик увеличенного диаметра (за счёт сокращения количества колонн и возможности снижения требований к прочности колонн при расчёте на обратное промерзание), чтобы упрочнить спускаемые обсадные трубы. В расчётах учтена повышенная суточная ставка буровой из-за отсутствия опыта строительства по новой технологии, а также увеличенная стоимость обсадных труб. Прочие затраты на материалы и оборудование принимаются одинаковыми, кроме сокращения объёмов и изменения типа и конфигурации оборудования. Сокращение времени строительства обусловлено сокращением устьевых работ, отсутствием надобности в разгрузке колонны на устье, уменьшением протяжённости проработок и промывок, более быстрым спуском за счёт меньшего диаметра и длины, увеличением скорости проходки средних интервалов, сокращением сроков цементирования и ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента).

Таблица 1

**Оптимизация конструкции газовой горизонтальной скважины**

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м				Длина секции, м
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
Традиционная конструкция						
Термоизолирующее направление	630/426	0	30	0	30	30
Кондуктор	323,9	0	545	0	653	653
Техническая	244,5	0	1280	0	1716	1716
Эксплуатационная	177,8	0	2019	0	2929	2929
Хвостовик	114,3	1936	2025	2679	3429	750
Оптимизированная конструкция						
Термоизолирующее направление	370/245	0	30	0	30	30
Кондуктор	177,8	0	545	0	653	653
Секция 1	177,8	545	889	653	1150	497
Секция 2	177,8	889	1280	1150	1716	566
Секция 3	177,8	1280	1684	1716	2300	584
Секция 4	177,8	1684	2019	2300	2929	629
Хвостовик	127,0	508	2025	600	3429	2829

В результате рассмотренной оптимизации установлено, что почти по всем параметрам оптимизированная конструкция выигрывает. Часть результатов представлена в таблице 2.

Таблица 2

**Оценка оптимизации конструкции**

Критерий	Традиционная конструкция	Конструкция по технологии «Monobore wells»	Разницы значений
Протяжённость спускаемых колонн, м	6078	5788	Разница в типоразмерах, технологии изготовления, металлоёмкости
Металлоёмкость, кг/м	82,63	54,11	
Объём тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	219,2	85,9	133,2
Объём шламового амбара (минимальный), м <sup>3</sup>	2453	1322	1131
Объём выбуренной породы, м <sup>3</sup>	354,5	148,3	
Применяемый термокейс	630/426	370/245	Термокейс меньшего размера
Объём бурового раствора	1185,4	690,6	494,8
Продолжительность строительства, сут	41,2	30,4	Сокращение продолжительности строительства, но с ростом суточной ставки буровой установки

В зависимости от протяжённости скважины по стволу, её глубины, реализуемой конструкции, ожидаемых давлений, возможных рисков и других факторов экономия на одной скважине может составлять до 30%. Исходя из всего вышеописанного и проведённого анализа на первом этапе, предлагается к внедрению проект симбиоза традиционной конструкции и конструкции по технологии монодиаметр.

На территории Западной Сибири одним из перспективных горизонтов является Палеозой. Однако бурение данным горизонте имеет очень много проблем. Из-за геологических особенностей могут возникать различные осложнения, которые уже не раз приводили к большим потерям и простоям. К ним относятся поглощения бурового и тампонажного растворов, осыпи и обвалы, прихваты и недоспуск колонн.

В таблице 3 представлены конструкция, применяемая при строительстве скважин на отложения Палеозоя, и конструкция, предлагаемая к внедрению. Технология заключается в том, чтобы как можно меньше оставлять ствол открытым. Таким образом после бурения 200 метров по пласту, следует спускать расширяемый хвостовик, производить цементаж и осуществлять бурение следующего участка.

Из-за низких прочностных характеристик расширяемых труб в конце строительства следует спустить дополнительную трубу (хвостовик) для закрепления стенок. Расчёт прочностных характеристик произведён для труб, выполненных с толщиной стенки 15 мм из стали 10 (использование двойных колонн) – материала, применяемого для производства профильных перекрывателей. Однако в случае большой потребности можно рассмотреть использование более высокопрочного материала.

При проведении оценки максимальных давлений, которые способны выдержать расширяемые обсадные трубы, применялись формула расчёта внутреннего критического давления (давление предела текучести), а также формула Саркисова для расчёта наружного критического давления [1].

Установлено, что предлагаемая конструкция сможет выдержать нагрузки, которые ожидаются в процессе строительства и эксплуатации скважины, а риски недобуривания и недоспуска колонн значительно снижаются.

Таблица 3

**Конструкции при строительстве скважин на отложения Палеозоя**

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м				Длина секции, м
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
<b>Применяемая конструкция</b>						
Направление	323,9	0	50	0	50	50
Кондуктор	244,5	0	1590	0	1647	1647
Эксплуатационная	177,8	0	3035	0	3405	3405
Хвостовик	114,3	3023	3039	3330	4105	775
<b>Предлагаемая конструкция</b>						
Направление	323,9	0	50	0	50	50
Кондуктор	244,5	0	1590	0	1647	1647
Эксплуатационная	177,8	0	3023	0	3330	3405
Эксплуатационная	177,8	3023	3035	3330	3405	75
Секция 1	177,8	3023	3035	3330	3530	200
Секция 2	177,8	3035	3039	3530	3730	200
Секция 3	177,8	3039	3039	3730	3930	200
Секция 4	177,8	3039	3039	3930	4105	175
Хвостовик	161,8	3023	3039	3330	4105	775

Проведённые расчёты показывают, что строительство скважин по технологии «Monobore wells» имеет положительный эффект. Сокращение материально-технических ресурсов может достигать 30 % и более. Одним из

пилотных направлений внедрения данной технологии может послужить бурение на отложения Палеозоя, что позволит снизить риски потери скважин.

#### Литература

1. Даниленко О.Д., Джафаров К.И., Колесников В.Г., Кузнецов В.Ф., Малеванский В.Д., Поликарпова Т.П., Потапов А.Г., Пчелкин В.Н., Саркисов Г.М., Сароян А.Е., Чеблаков Е.А., Шинкевич Г.Г., Щербюк Н.Д., Якубовский Н.В. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва. 1997 г.
2. Антипов В.В. Анализ строительства скважин с применением одного проходного диаметра по технологии «Monobore wells» / В. В. Антипов; науч. рук. А. В. Ковалев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — С. 388-389.

### ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЕБАНИЙ В БУРОВЫХ ИНСТРУМЕНТАХ

Голубева Д.В., Колдунова Т.Н.

Научный руководитель – преподаватель Г.С. Которова  
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

В современном технологичном мире нас везде окружает движение: высокоскоростной поезд, движение алмазных долот, течение воды, перемещение воздуха (ветер). Среди таких повторяющихся примеров движения можно выделить такие, которые могут какое-то время происходить сами по себе. Например, маятник может какое-то время двигаться, даже если никаких усилий к нему не прикладывать. В таком случае, имеем дело с колебаниями. В курсе физики мы изучали механические колебания, изменение положения тел относительно друг друга, к сожалению, в программе технической механики не предусмотрено изучение колебательных движений механизмов, а в будущем наша специальность связана с буровым инструментом, и мы заинтересовались: Какие колебания происходят при бурении породы буровым инструментом - долото?

В науке, как Российской Федерации, так и за рубежом эта тема достаточно актуальна, ученые и инженеры и сейчас ведут исследования колебаний-вибраций (деформации) бурового инструмента.

Основной вид деформации, под действием которой породы в процессе бурения разрушаются, - вдавливание. При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого происходит разрушение горной породы на забое и образуется собственно скважина, является долото.

*Долото 3-х шарошечное К-ЦВ.* Шарошечное долото предназначено для вращательного бурения сплошным забоем гидрогеологических, геологоразведочных и прочих скважин с очисткой забоя воздухом или жидкостью. Шарошечные долота имеют шарошки со стальными или твердосплавными зубами вокруг них. В процессе вращения буровой колонны, шарошки катятся по забою скважины вокруг своей оси. При вращении, зубья долота контактируют с породой, разрушая ее. Воздух или буровой раствор поднимают выбуренную породу на поверхность между буровой колонной и стенкой скважины. Шарошечные долота используют процесс дробления породы в процессе бурения скважины.



Рис. 1 Долото 3-х шарошечное К-ЦВ



Рис. 2 Алмазное долото PDC

*Алмазное долото PDC* - современный высокопроизводительный буровой инструмент. Корпус алмазного бурового долота оснащён поликристаллическими алмазными режущими элементами, которые разрушают горную породу срезающим действием, что наиболее эффективно при бурении твердого камня. Особенности – отсутствие подвижных элементов, самозатачивающиеся режущие элементы, повышенная износостойчивость. Это обеспечивает такие достоинства, как скорость проходки и увеличенный в 3-5 раз срок службы. Применяются алмазные режущие элементы PDC от 8 до 22 мм. Размер и количество режущих элементов зависит от диаметра инструмента, числа лопаток. Благодаря использованию этого оборудования уменьшается расход инструмента, сокращается время бурения скважин, что приводит к снижению расходов на буровые работы.