

5. Al Rubaii M. M. et al. A new automated cutting volumes model enhances drilling efficiency // Offshore Technology Conference. – OTC, 2020. – С. D011S013R005.
6. Аль-Шаргаби М. А. Т. С., Альмусаи А. Х., Вазеа А. А. Ш. А. Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин // Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки. – 2018. – С. 47-52.

## ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТАЙНОЙ 178 КОЛОННЫ

Антипов В.В.<sup>1</sup>

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев<sup>2</sup>

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

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

Современные тенденции нефтедобывающей промышленности указывают на постепенное снижение уровня добычи нефти и газа из «простых» месторождений и необходимость разработки месторождений, находящихся в сложных горно-геологических условиях, требующих усложнение конструкции и разрабатываемых решений.

Объектом исследования данной работы являются скважины, в составе которых присутствует промежуточная техническая колонна диаметром 244,5 мм, при бурении из-под которой вскрывается продуктивный горизонт эксплуатационной колонной. Целью работы является снижение материально-технических затрат и установление границ рентабельности проведённой оптимизации строительства скважин.

В работе в качестве отправной точки и примера для расчётов, принята типовая конструкция горизонтальной скважины месторождения Западно-Сибирского региона, представленная в таблице 1. В её состав входят:

- направление для перекрытия верхних неустойчивых интервалов;
- кондуктор для перекрытия интервала многолетнемерзлых пород;
- техническая колонна для исключения гидроразрыва пород при закрытом устье во время газонефтеводопроявления при бурении продуктивного пласта;
- эксплуатационная колонна для бурения интервала под хвостовик и спуска хвостовика;
- хвостовик для эксплуатации продуктивного горизонта.

Таблица 1

Конструкция типовой скважины

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска по вертикали / по стволу		Интервал цементирования по вертикали / по стволу	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Направление	426,0	490,0	0/0	140/140	0/0	140/140
Кондуктор	323,9	393,7	0/0	550/550	0/0	550/550
Техническая колонна	244,5	295,3	0/0	2100/2565	0/0	2100/2565
Эксплуатационная колонна	177,8	220,7	0/0	3102/4084	0/0	3102/4084
Хвостовик	114,3	155,6	3097/4054	3115/5081	-	-

Продуктивный пласт насыщен нефтью и залегает на глубине 3110 м по вертикали. Дополнительно в разрезе имеется транзитный пласт, находящийся на глубине 3035 м по вертикали. В интервале 0–500 м присутствуют многолетнемерзлые породы.

Техническая и эксплуатационная колонны, а также хвостовик рассчитаны с учётом вскрытия продуктивного горизонта и с учётом воздействия возможных давлений при газонефтеводопроявлении. По расчёту минимально необходимая глубина спуска обсадной колонны для вскрытия флюидонасыщенных горизонтов составляет 1587 м по вертикали. Спуск кондуктора на данную глубину невозможен, по причине возможных осложнений в интервале многолетнемерзлых пород. Для исключения осложнений и беспрепятственного бурения до проектной глубины кондуктор бурится вертикально и устанавливается с перекрытием зоны многолетнемерзлых пород на 50 м по вертикали.

Спуск технической колонны обусловлен минимально необходимой глубиной по расчёту для исключения гидроразрыва породы при газонефтеводопроявлении, а также для перекрытия сеноманских отложений, в которых возможны осложнения. Эксплуатационная колонна устанавливается в кровлю продуктивного пласта, чтобы минимизировать возможные осложнения при бурении интервала под хвостовик, а также при его спуске. Сравнение возможности строительства предоставлено на рисунке 1 при помощи графиков совмещённых давлений.

В результате проведённых расчётов установлено, что аналогом существующей типовой конструкции скважины может являться конструкция, представленная в таблице 2. Эксплуатационная колонна 177,8 мм заменяется на потайную колонну такого же диаметра и устанавливается с перекрытием 250 м и герметизирующим устройством в предыдущей колонне 244,5 мм. Техническая колонна становится эксплуатационной.

В новой конструкции скважины имеется ряд преимуществ:

- экономия обсадных труб 177,8 мм, экономия тампонажного раствора, сокращение времени строительства скважины;
- снижение гидравлических сопротивлений за счёт увеличения кольцевого пространства;

## СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

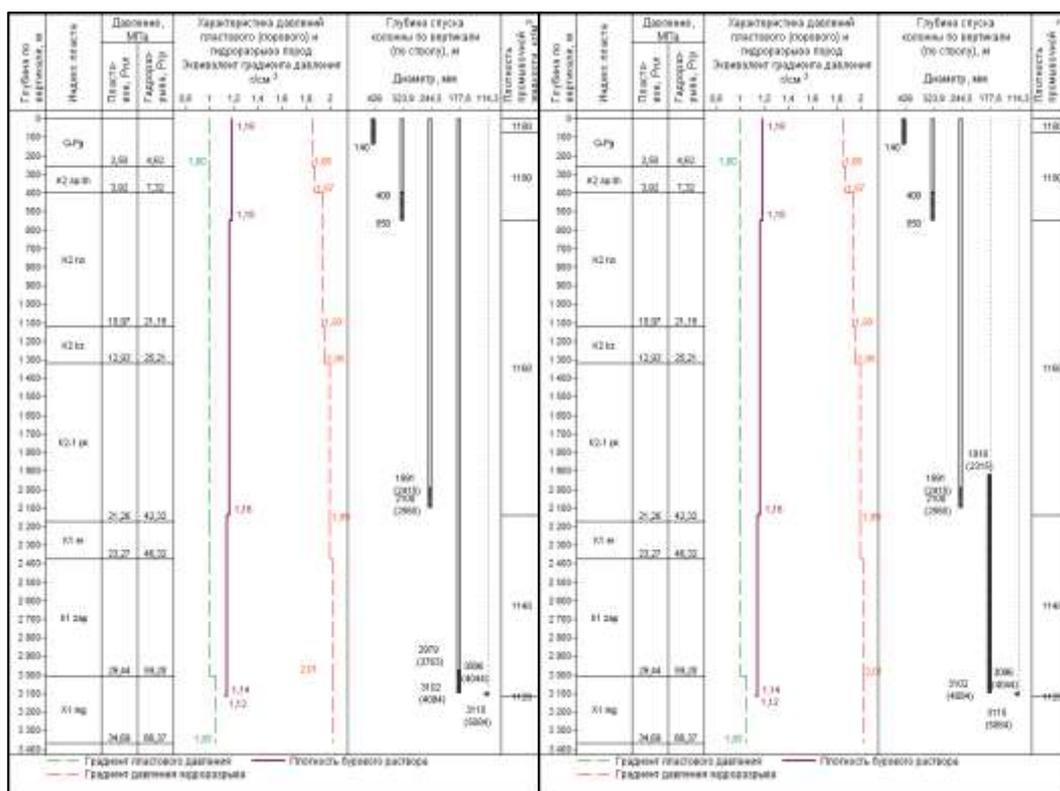
- возможность установки более производительного глубинного насосного оборудования;
- возможность зарезки бокового ствола с углублением на нижележащие горизонты при строительстве наклонно-направленных боковых стволов;
- возможность строительства многозабойной и многоствольной скважины по стандартам TAML;
- снижение риска потери скважины при различного рода авариях во время бурения интервалов под потайную колонну и хвостовики.

**Таблица 2**

**Альтернативная конструкция скважины**

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска по вертикали / по стволу		Интервал цементирования по вертикали / по стволу	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Направление	426,0	490,0	0/0	140/140	0/0	140/140
Кондуктор	323,9	393,7	0/0	550/550	0/0	550/550
Эксплуатационная колонна	244,5	295,3	0/0	2100/2565	0/0	2100/2565
Потайная колонна	177,8	220,7	1918/2315	3102/4084	1918/2315	3102/4084
Хвостовик	114,3	155,6	3097/4054	3115/5081	-	-

Так как техническая и эксплуатационная колонны обвязываются на устье скважины и подвергаются идентичным условиям испытания на герметичность, можно сделать вывод, что отсутствует крайняя необходимость производить спуск эксплуатационной колонны от устья, а её аналогом является техническая колонна.



**Рис. 1. Графики совмещённых давлений для типовой скважины (слева) и оптимизированной скважины (справа)**

Факторы, осложняющие внедрение данного оптимизационного решения:

- ухудшение очистки ствола скважины в интервале 244,5 мм колонны при бурении интервала под хвостовик в результате снижения скорости восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве;
- риски неисправности узлов подвесного устройства потайной колонны;
- увеличение стоимости строительства скважины за счёт использования подвесного устройства;
- недостаточный опыт строительства и эксплуатации скважин с несколькими потайными колоннами и эксплуатационной колонной диаметром 244,5 мм;

- необходимость увеличения прочностных характеристик в колонны диаметром 244,5 мм в зоне многолетнемёрзлых пород.

Для минимизации указанных осложняющих факторов предлагается выполнять ряд следующих мероприятий:

- применять комбинированную бурильную колонну 127x89 мм для уменьшения площади кольцевого пространства, увеличения скорости восходящего потока бурового раствора, также данное решение позволит увеличить крутящий момент при роторном бурении и снизить границу баклинг-эффекта;

- работать с надёжными поставщиками оборудования, зарекомендовавшими себя на мировом и отечественном рынках, также отбирать поставщиков, успешно прошедших опытно-промышленные испытания по более низким расценкам;

- установить границу рентабельности данного техрешения с учётом снижения металлоёмкости скважины, с учётом снижения потребного количества тампонажного раствора, а также снижения временных затрат на спуск колонны и ожидание затвердевания цемента (за счёт применения быстросхватывающихся составов);

- учитывать опыт организаций, производивших спуск потайных колонн с применением цементируемых подвесок 245/178, либо произвести опытно-промышленные испытания;

- рассматривать скважины-кандидаты с низким давлением разрыва многолетнемёрзлых пород, либо скважины с отсутствием многолетнемёрзлых пород.

В итоге на примере рассматриваемой скважины по результатам расчётов удалось осуществить экономию:

- 550 м труб 177,8x10,4P и 1765 м труб 177,8x9,2J;

- 32,5 м<sup>3</sup> тампонажного раствора;

- сокращение времени строительства на 6–12 часов.

Граница рентабельности оптимизационного рассматриваемого решения определена для скважин с технической колонной протяжённостью около 2000 м. Рассматриваемое оптимизационное решение имеет широкий потенциал при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин.

#### Литература

1. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность – М.: ВНИИТнефть, 1999.
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: АООТ «ВНИИТ-нефть», 1997 – 194 с.
3. РД 00158758-207-99. Методика выбора конструкции скважин в зоне мерзлых пород. - Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 1999.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, утверждённые приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. – № 534.

## ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ИРАНЕ

**Афранежад А.**

Научный руководитель доцент В.В. Поплыгин

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия*

Добыча природного газа часто осложнена гидратообразованием. Газовые гидраты образуются при определенных термобарических условиях и перекрывают проходное сечение подъемных труб и трубопроводов. Также гидраты могут образовываться в продуктивных пластах, снижать проницаемость и добычу природного газа. Блокировка гидратами отрицательно влияет на добычу, а устранение гидратной пробки является серьезной проблемой с технологической точки зрения. Определив фазовую диаграмму для прогнозирования условий образования гидрата, это явление можно предотвратить, применяя условия поддержания температуры газа выше температуры образования гидрата. Для организации безгидратного режима добычи природного газа необходимо устанавливать соответствующие давления и температуры в полости скважин. С этой целью проводятся исследования образцов флюида при различных режимах давления и температуры. В данном исследовании выполнены лабораторные эксперименты с пробами природного газа с месторождения в Иране, далее полученные результаты сравнивались с эталонными моделями.

В таблице 1 приведены основные сведения о залежи природного газа

**Таблица 1**

#### *Геолого-физическая характеристика месторождения природного газа*

Параметр	Значение
Глубина интервала перфорации	7190 - 8540 футов
Пластовое давление	3087 psi
Температура резервуара	170 F
Точка росы при температуре резервуара	3020 psi
Коэффициент сжимаемости	28.7 STB/MMSCF
Давление в сепараторе	900 psi
Температура сепаратора	61 F
Диаметр штуцера	48/64 дюйма