

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН

А.С. Тихонов, А.В. Ковалев

Научный руководитель - доцент А.В. Ковалев²

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.

Многие нефтегазовые месторождения России находятся в стадии падающей или завершающей добычи.

Примером таких месторождений служат месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа – Береговое, Минховское, Восточно-Уренгойское. С целью поиска новых залежей, продуктивных пластов на истощённых месторождениях возникает необходимость в бурении разведочных скважин. При этом конструкция типовых разведочных скважин, ориентированная на первоначальные горно-геологические условия, нуждается с учётом снижения пластовых давлений в корректировке в части снижения металлоёмкости.

В таблице 1 представлена конструкция разведочной скважины на Восточно-Уренгойском месторождении.

Таблица 1

Конструкция разведочной скважины Восточно-Уренгойского месторождения

Название колонны	Интервал спуска, м		Длина секции, м	Масса, т	Диаметр, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм
	от	до					
Направление	0	70	70	9,7	508,0	Д	11,1
Кондуктор	0	700	700	74,3	426,0	Д	10,0
1-я Техническая	0	2230	2230	192,1	323,9	М	11,0
2-я Техническая	0	3570	3570	211,7	244,5	Р	10,0
Эксплуатационная	0	700	700	167,5	177,8	Р	11,5
	700	3810	3110	134,2	177,8	М	10,4
Хвостовик	3735	4101	366	9,8	127,0	Е	9,2

Конструкция разведочной скважины включает 6 обсадных колонн: направление, кондуктор, 1-я техническая колонна, 2-я техническая колонна, эксплуатационная колонна, хвостовик (рис. 1).

Основными геологическими критериями выбора конструкции скважины на данном месторождении является наличие в разрезе продуктивных нефтяных и газовых пластов с аномально высоким давлением, а также наличие многолетнемерзлых пород с глубиной залегания от 0 м до 645 м.

Исходя из этого, глубина спуска направления принята с целью предотвращения размыва устья скважины, а также с учетом опыта строительства скважин в данном регионе и составляет 70 м. Спуск кондуктора осуществляется до глубины 700 м с целью перекрытия интервала вечной мерзлоты. Глубина спуска первой технической колонны выбрана исходя из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны при вскрытии газовых пластов Сортымской свиты (БУ₁₆¹⁻⁴, БУ₁₇¹⁻², БУ₁₇²) в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [3] и составляет 2230 м. Глубина спуска первой технической колонны выбрана исходя из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны при вскрытии газовых пластов Ачимовской толщи (Ач₅²⁻³, Ач₆⁰⁻², Ач₆¹) в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и составляет 3570 м.

Спуск эксплуатационной колонны осуществляется исходя из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны при вскрытии нефтяных пластов Тюменской свиты (Ю_{г1}, Ю_{г2}, Ю_{г3}, Ю_{г4}) в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и составляет 3810 м. Проектная глубина спуска хвостовика соответствует проектной глубине скважины и составляет 4101 м в соответствии с геологическим заданием на строительство скважины. Для расчета минимальных глубин спуска обсадных колонн использовались исходные данные в соответствии с графиком совмещенных давлений (рис.2).

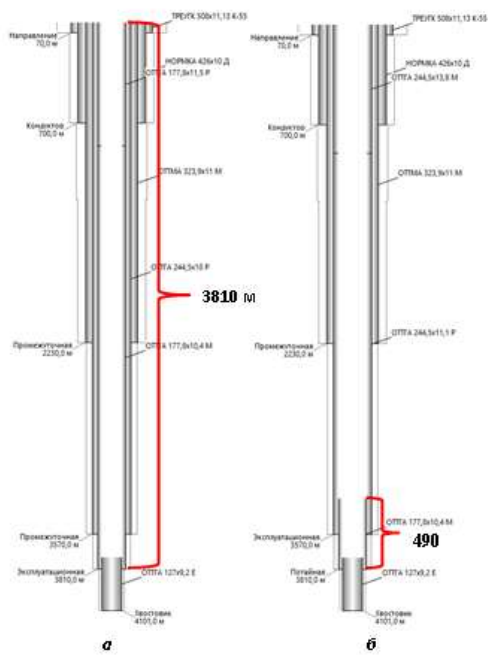


Рис. 1 Конструкция разведочной скважины а – используемая конструкция, б – предлагаемая конструкция

Перегруженность конструкции скважины, вызванная сложными горно-геологическими условиями, приводит к высокой металлоёмкости скважины – 162,2 кг/м и как следствие суммарная масса всех обсадных колонн составляет 665,1 т.

Исходя из выше сказанного, можно выделить проблему строительства скважин в сложных горно-геологических условиях – высокая металлоёмкость такой конструкции скважины. Решение аналогичной проблемы рассмотрено в статье [1]. В данной работе рассматривается конструкция параметрической скважины № 1 Предречицкой площади, для снижения металлоёмкости которой применяют вместо следующую конструкцию – кондуктор 508,0 мм, 1-я техническая колонна 406,4 мм, 1-й хвостовик 323,9 мм, 2-я техническая колонна 244,5 мм, 2-й хвостовик 168,3 мм. Это позволяет значительно снизить металлоёмкость конструкции скважины за счет применения потайных колонн диаметром 323,9 мм и 168,3 мм.

В рамках реализации проекта Сахалин-1 также сталкиваются с проблемой высокой металлоёмкости скважины [2]. Если применение “нагруженной” конструкции при строительстве параметрической скважины Предречицкой площади обусловлено сложными горно-геологическими условиями, то применение технических колонн при строительстве скважин проекта Сахалин-1 обусловлено высокой протяженностью скважины по стволу. Типовая конструкция скважины данного проекта включает в себя направление 710 мм, кондуктор 508 мм, техническую колонну 339,7 мм, эксплуатационная колонна (потайная) 244,5 мм и хвостовик 168,3 мм.

Оценивая пути снижения металлоёмкости конструкции скважин на Восточно-Уренгойском месторождении, можно выделить эксплуатационную колонну диаметром 177,8 мм. При глубине спуска в 3810 м, эффективное перекрытие открытого ствола составляет 240 м, что приводит к двойному перекрытию интервала второй технической колонны протяженностью

3570 м. Основываясь на положительном опыте спуска и эксплуатации хвостовиков диаметром 127,0 мм в данном регионе, а также наличии на сегодняшний день технических и технологических возможностей для поочередного спуска потайных колонн диаметрами 177,8 и 127,0 мм, целесообразно рассмотреть возможность замены сплошной обсадной колонны диаметром 177,8 мм на потайную

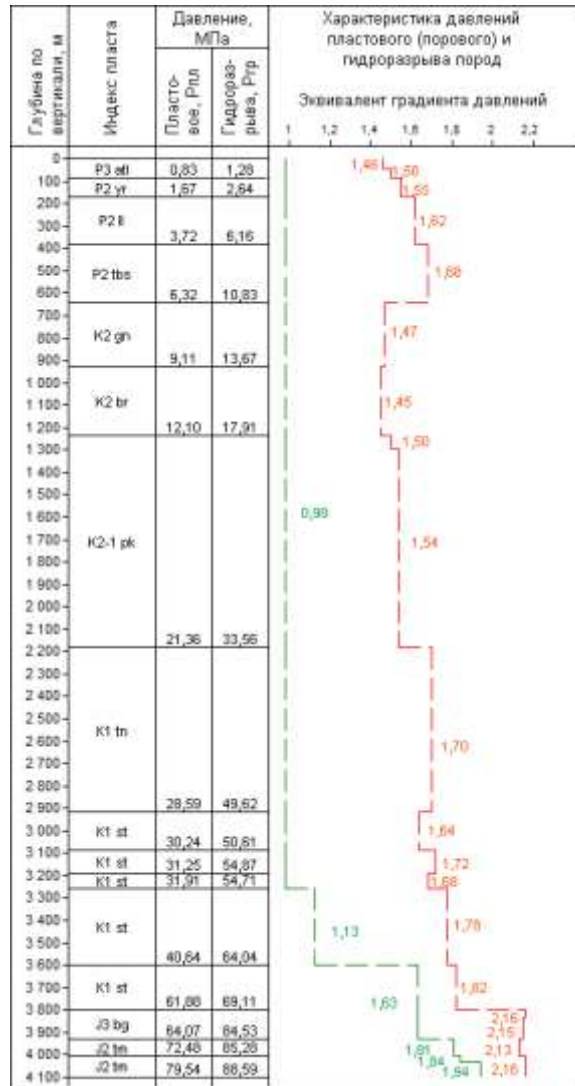


Рис. 2 График совмещенных давлений разведочной скважины Восточно-Уренгойского месторождения

с перекрытием предыдущей обсадной колонны в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности – 250 м. Важно отметить, что замена сплошной обсадной колонны 177,8 на потайную не противоречит правилам безопасности а также действующей нормативно-технической документации по строительству скважин. При таком решении длина обсадной колонны диаметром 177,8 мм уменьшится с 3810 м до 490 м.

Осуществление замены сплошной обсадной колонны диаметром 177,8 на потайную, возможно при соблюдении следующих условия:

- Проведение расчета обсадной колонны 244,5 мм на внутренние избыточные давления при нефтегазодопроявлении пластов Тюменской и Ачимовской свит и проведении опрессовки обсадной колонны.
- Проведения расчета обсадной колонны 244,5 мм на снижение уровня при эксплуатации.
- Проведение расчета обсадной колонны 244,5 мм на обратное промерзание в зоне ММП.
- Изменение устьевой обвязки типоразмера ОКК3 на ОКК2.
- Дополнительное применение подвески потайной колонны ПХЦ 178/245 и заколонного пакера исключающего миграцию газа.

Таким образом, замена сплошной обсадной колонны 177,8 мм на потайную возможна, при подборе обсадных труб диаметром 244,5 мм с прочностными характеристиками, соответствующими вышеперечисленным условиям, а также применении дополнительного оборудования.

Исходя из данных геологических условий, ожидаемое максимальное устьевое давление – 65,3 МПа. Данному давлению соответствуют обсадные трубы 244,5х13,8 группы прочности М, для которых допустимые внутренние давления равны 74,9 МПа, благодаря чему обеспечивается нормативный коэффициент запаса прочности – 1,15.

Таблица 2

Сравнение применяемой и оптимизированной конструкции разведочной скважины

Критерий	Применяемая конструкция	Оптимизированная конструкция
Обсадные колонны	244,5х10,0 “Р” – 3570 м (211,7 т) 177,8х11,5 “Р” – 700 м (33,3 т) 177,8х10,4 “М” – 3110 м (134,2 т)	244,5х13,8 “М” – 700 м (55,8 т) 244,5х11,1 “Р” – 2870 м (186,1 т) 177,8х10,4 “М” – 490 м (21,1 т)
Суммарная масса обсадных колонн	665,1 т	549,0 т
Металлоёмкость	162,2 кг/м	133,9 кг/м
Устьевое оборудование	ОКК3 70-178х245х324х426	ОКК2 70-245х324х426
Оборудование для крепления обсадной колонны	–	ПХЦ 178/245 ПГП 178
Масса цемента для крепления обсадной колонны 177,8 мм	15,7	10,7
Перфорация пласта БУ ₁₆ ¹⁻⁴	Через 2 обсадные колонны 177,8х10,4+244,5х10,0	Через 1 обсадную колонну 177,8х11,1

Сравнение двух конструкций скважин представлено в таблице 2. Несмотря на незначительное увеличение прочностных характеристик обсадной трубы 244,5 мм (в том числе и толщины стенки), происходит значительное снижение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т и как следствие, снижается металлоёмкость конструкции скважины на 28,3 кг/м. Также важно отметить снижение затрат на тампонажный цемент для крепления обсадной колонны 177,8 мм на 5 т. Кроме того, при проведении испытания пласта БУ16/1-4 вследствие оптимизации конструкции перфорация целевого интервала будет осуществляться через 1 обсадную колонну.

Основными критериями применимости данной конструкции являются безопасность строительства и эксплуатации скважины, а также снижение стоимости её строительства. Если безопасность строительства и эксплуатации можно оценить только по результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ), то оценить экономический эффект можно на этапе проектных работ. Таким образом, экономический эффект, рассчитанный с учетом увеличения прочностных характеристик обсадной колонны 244,5 мм, затрат на дополнительное оборудование устья скважины, а также снижения металлоёмкости конструкции скважины составляет около 23 млн. рублей на одну скважину.

Заключение. В данной работе проведен анализ возможности и экономической целесообразности замены сплошной обсадной колонны 177,8 мм на потайную, за счет чего достигается:

- сокращение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т;
- уменьшение металлоёмкости конструкции скважины на 28,3 кг/м;
- снижение стоимости строительства разведочной скважины на 23 млн. рублей.

Литература

1. Воробьев Д.В., Гузов Д.С., Кравченко С.А., Порошин Д.В., Щелков А.М., Бессель В.В., Пузырев А.Н., Дудка А.В. Крепление глубокой параметрической скважины № 1 Предречицкой площади в осложненных горно-геологических условиях // Бурение и нефть. – Москва, 2016. – № 8. – С. 26 – 29.
2. О проекте “Сахалин-1” [Электронный ресурс]. - <https://www.sakhalin-1.com/ru-RU> (Дата обращения 21.02.2020).
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101 (с изменениями № 1 от 12.01.2015 г).