

УДК 622.279

**В.Н. Ивановский**, д.т.н., профессор; **А.В. Деговцов**, к.т.н.; **А.А. Сабиров**, e-mail: sabirov@gubkin.ru, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Е.А. Поносов**, начальник управления добычи нефти и газа; **Д.Н. Красноборов**, ведущий специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕМПА НАБОРА КРИВИЗНЫ НА ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ

*На сегодняшний день в России имеется более 4000 скважин, которые эксплуатируются с помощью боковых стволов. Количество таких скважин постоянно растет, ежегодно боковые стволы проводятся на 800–1200 скважинах. Причины бурения боковых стволов могут быть различны: это и аварийные ситуации в скважине, и возможность охвата разработкой близлежащих нефтеносных субзон, и др.*

Анализ конструкций нефтяных скважин с боковыми стволами малого диаметра показал, что скважины с эксплуатационной колонной 168 мм составляют 19,2%, в то время как скважин с эксплуатационной колонной 146 мм – 80,8% (рис. 1). Меньший диаметр эксплуатационной колонны приводит к уменьшению диаметра бокового ствола, который можно пробурить в этой скважине.

Наиболее распространенные диаметры боковых стволов – 114, 102 и 89 мм. Боковой ствол диаметром 114 мм встречается в основном у скважин с эксплуатационной колонной 168 мм, скважины с эксплуатационной колонной 146 мм имеют в основном боковые стволы 102 мм, реже – 89 мм.

Относительные глубины врезок боковых стволов весьма разнообразны. Минимальная относительная глубина врезки бокового ствола составляет 851,3 м, максимальная – 2242 м. Около 60% скважин имеют врезку бокового ствола в интервале 1200–1600 м (рис. 2).

Относительно большое количество скважин (15,7%) имеют боковой ствол на глубине 1800 и более метров.

Наиболее проблемными с точки зрения эксплуатации можно считать скважины с относительными глубинами врезок боковых стволов в интервале 800–1400 м, их количество составляет 58,1%. В таких скважинах проблемы возникают при снижении

динамического уровня до глубины врезки бокового ствола. На рисунке 3 показано распределение скважин по превышению динамического уровня над уровнем врезки бокового ствола.

Для нормальной работы насосное оборудование должно быть опущено под динамический уровень на определенную глубину. В скважинах с боко-

Диаметры эксплуатационных колонн в скважинах с боковыми стволами, %

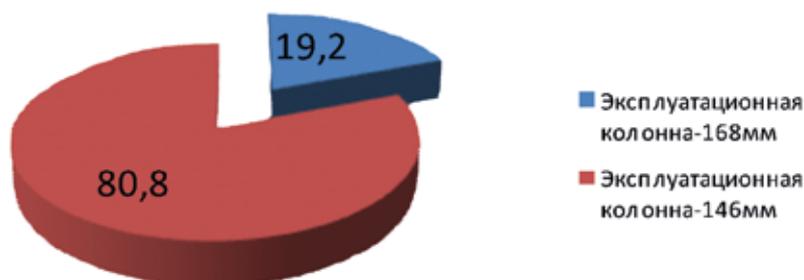


Рис. 1. Диаметры эксплуатационных колонн основных стволов скважин с боковыми стволами малого диаметра

выми стволами динамический уровень может находиться как в основном стволе, так и на уровне врезки бокового ствола или даже ниже – в самом боковом стволе. Во втором и третьем случаях насосное оборудование необходимо спускать в сам боковой ствол, что вызывает определенные сложности, связанные с малыми внутренними диаметральными размерами эксплуатационной колонны бокового ствола, углом набора кривизны и значительными габаритными размерами насосного оборудования.

Существующие технологии создания боковых стволов из скважин наиболее распространенных в России диаметральные габаритов (146 и 168 мм) не позволяют получить внутренние диаметры обсадных колонн боковых стволов больше, чем 89 и 102 мм соответственно, при этом темп набора кривизны на участке набора зенитного угла достигает 60 на 10 м длины, длина от врезки до конца участка стабилизации зенитного угла составляет до 600 м, а полная длина врезки бокового ствола – 1100–1200 м и более.

Габаритные размеры оборудования (длина L и диаметр d), которое можно будет опустить в боковой ствол, будут зависеть от диаметра бокового ствола D и максимального угла набора кривизны (радиуса кривизны).

На рисунке 4 приведены результаты расчетов радиусов кривизны боковых стволов при постоянных темпах набора кривизны 2°, 3°, 4°, 5° и 6° на каждые 10 м.

### Распределение относительных глубин врезки боковых стволов, %

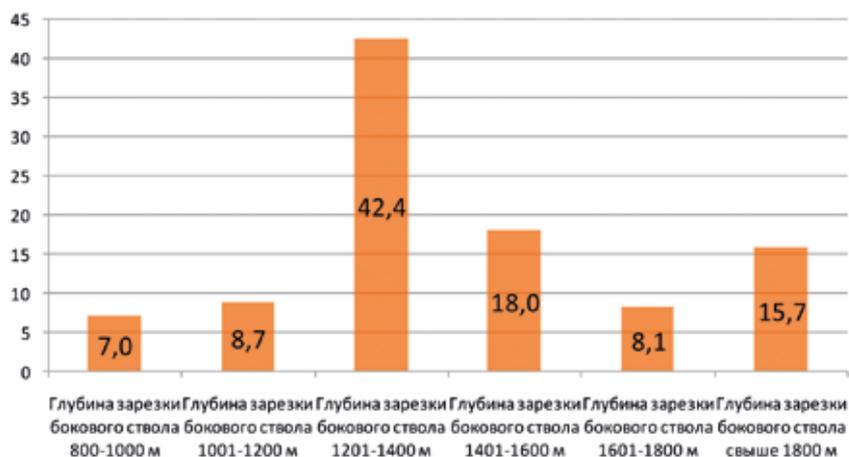


Рис. 2. Распределение относительных глубин врезки боковых стволов

### Распределение скважин по превышению Нд над уровнем врезки бокового ствола, %

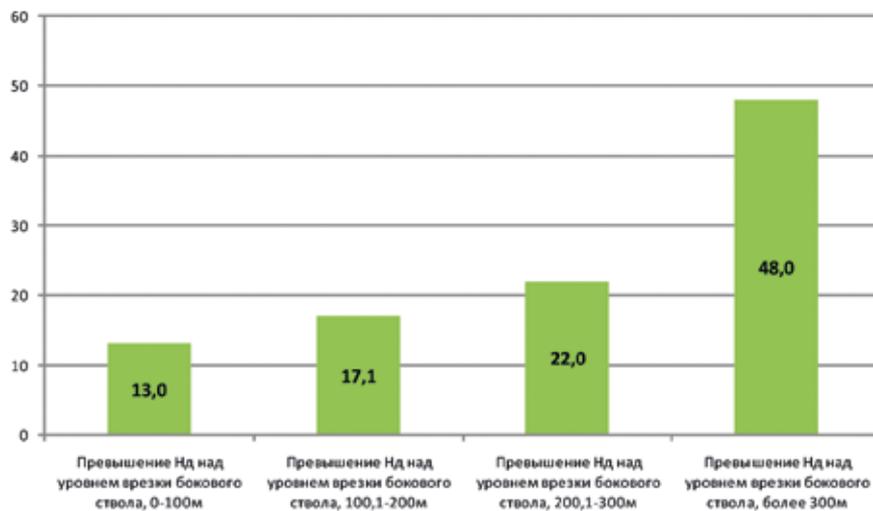


Рис. 3. Превышение динамического уровня над уровнем врезки бокового ствола

# ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ И НКТ НЕФТЕПРОВОДНЫЕ, БУРИЛЬНЫЕ В ТОМ ЧИСЛЕ С КОРРОЗИОННОСТОЙКИМ ПОКРЫТИЕМ «АРГОФ»

426063, УР, г. Ижевск, ул. Мельничная, 46 • тел.: (3412) 66-22-66 • udmpk.ru, udmpk.pf



**Удмуртская Промышленная Компания**

Зависимость радиуса кривизны скважины от угла набора кривизны

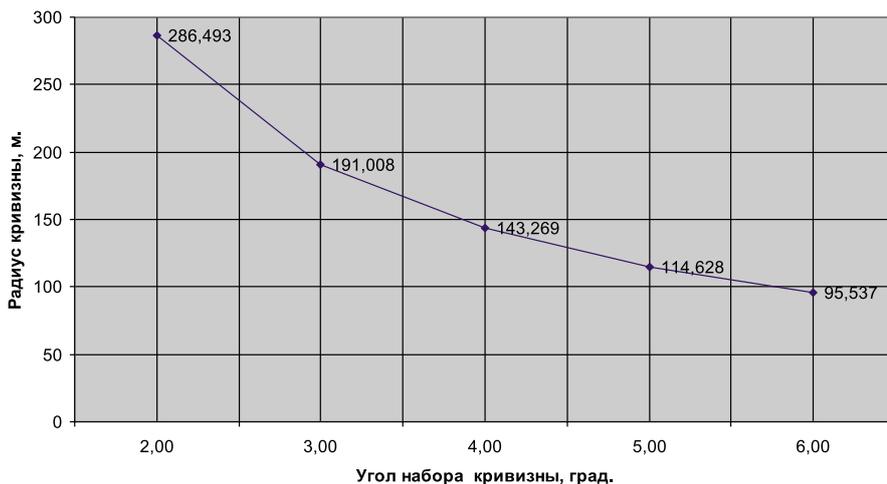


Рис. 4. Зависимость радиуса кривизны скважины от угла набора кривизны

Зависимость диаметра от длины оборудования для различных углов кривизны бокового ствола скважины, Д вн.-102 мм

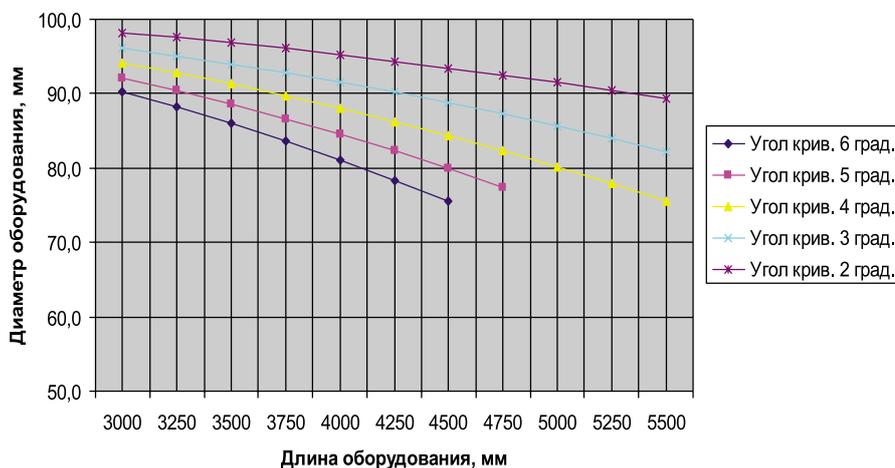


Рис. 5. Зависимость диаметра от длины оборудования для различных углов кривизны бокового ствола с внутренним диаметром 102 мм

Зависимость диаметра от длины оборудования для различных углов кривизны бокового ствола скважины, Д вн - 89 мм

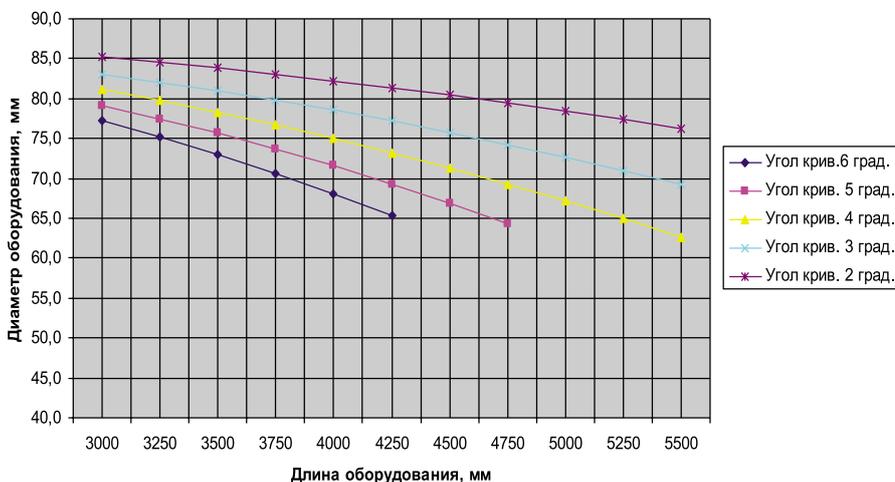


Рис. 6. Зависимость диаметра от длины оборудования для различных углов кривизны бокового ствола с внутренним диаметром 89 мм

При бурении бокового ствола угол набора кривизны меняется на различных участках: так, вначале он составляет 1–3° на 10 м проходки, затем может увеличиваться до 5–6° (и даже до 15–18°) и опять уменьшаться. Расчеты габаритов необходимо проводить для максимально встречающихся углов.

При проектировании насосного оборудования для эксплуатации в боковых стволах необходимо рассчитать максимальный диаметр и длину оборудования, при которых возможен спуск оборудования без деформации в искривленном участке ствола скважины.

Были рассчитаны диаметры и длины насосного оборудования для различных диаметров эксплуатационных колонн при различных углах набора кривизны. Расчеты проводились по методикам, изложенным в работах [1, 2]. Результаты расчетов представлены на рисунках 5 и 6.

Анализ расчетов показывает, что при увеличении набора кривизны с 2 до 6 градусов на 10 м при внутреннем диаметре эксплуатационной колонны 102 мм и длине оборудования 4500 мм максимальный диаметр насосного оборудования должен быть уменьшен с 93,6 до 75,3 мм.

Для эксплуатационных колонн с внутренним диаметром 89 мм и длине оборудования 4000 мм максимальный диаметр насосного оборудования должен быть уменьшен с 84,4 до 68 мм.

### Литература:

1. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин. – М.: Недра, 2007.
2. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Поносков Е.А., Красноборов Д.Н. К вопросу о создании оборудования для эксплуатации скважин с боковыми стволами // Территория НЕФТЕГАЗ, № 11, 2011.

**Ключевые слова:** скважинное оборудование, боковой ствол, угол набора кривизны, эксплуатационная колонна.