

4. Сергеев И. Б., Шкатов М. Ю., Сираев А. М. Нефтегазовые сервисные компании и их инновационное развитие // Записки Горного института. – 2011. – Т. 191. – С. 293–301.
5. Ушакова Е. В., Шамина Л. К. Роль государства в развитии инновационного потенциала в Российской Федерации и за рубежом // Экономика и экологический менеджмент. – 2011. – № 2. – С. 266–273.
6. Фадеев А. М., Ларичкин Ф. Д. Стратегические приоритеты устойчивого развития сервисных услуг при освоении шельфовых месторождений // Записки Горного института. – 2011. – Т. 191. – С. 197–204.
7. Фадеев А. М., Череповицын А. Е., Ларичкин Ф. Д. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов Арктического континентального шельфа // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2011. – Т. 13. – № 11. – С. 79–89.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ УСТАНОВОК КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Э.В. Дашиев

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из основных задач, стоящих перед нефтегазовым комплексом России, является повышение эффективности строительства скважин, связанное с рациональным применением технических средств – буровых установок (БУ). Большое значение имеет обоснованный выбор современных БУ с высокой функциональной насыщенностью, учитывая их высокую стоимость и сокращение затрат на строительство нефтяных скважин. Для повышения технико-экономической эффективности строительства скважин актуальным является применение методов оптимального выбора БУ с учетом горно-геологических условий строительства скважин на стадии подготовки производства буровых работ. Целью исследования является установление взаимосвязи между конструкциями нефтяных скважин и затратами на их строительство при использовании различных типов буровых установок.

В работе использовались методы функционально-структурного и стоимостного анализа; теории литологического строения природных резервуаров, ловушек нефти и газа; математической статистики и математического моделирования.

По ряду оценок за последние 30 лет ежегодные затраты на добычу нефти увеличились с 10 до 160 млрд. долл. (более чем в 16 раз). Это обусловливается потребностью применения более совершенных и дорогостоящих технологий ее добычи.

Стоимость строительства скважин на нефть зависит от их назначения (разведочные, эксплуатационные и т.д.), от глубины, литологии, особенностей залегания горных пород, развития инфраструктуры в районе строительства и т.д. Например, стоимость строительства скважин глубиной около 6000 м на территории волгоградской области уже превышает 600 млн. руб. Наибольшая доля затрат в процессе жизненного цикла скважины приходится на стадию строительства, а наиболее значительная статья расходов, формирующая стоимость строительства скважины, приходится на ее бурение и крепление, поэтому сокращение затрат на данном этапе является приоритетным направлением повышения эффективности строительства нефтяных скважин.

Одним из способов сокращения затрат является соответствие функциональной структуры буровой установки (БУ) условиям строительства, под которыми следует понимать конструктивные и технологические особенности скважин.

Предлагаемый подход к формированию структуры буровой установки основан на введении такой характеристики нефтяной скважины, как оценка ее конструктивной и технологической сложности. Расчетная модель конструктивно-технологической сложности скважины достаточно подробно рассмотрена и опубликована в ведущих научных российских и международных изданиях.

Общий подход к разработке модели конструктивно-технологической сложности нефтяной скважины основан на следующих положениях:

– на работы, выполняемые при бурении разведочных, эксплуатационных, опорных, параметрических скважин на нефть и газ, установлены единые нормы времени [2], которые являются обязательными для применения во всех объединениях, предприятиях и организациях независимо от их ведомственной подчиненности;

– конструкция скважины, а именно: количество обсадных колонн, глубины их спуска и профиль скважины формируется в соответствии с геологическими, технологическими и экономическими критериями. Изменение горно-геологических условий в первую очередь приводит к изменению конструкции скважины и соответствующему изменению времени ее бурения.

Таким образом, при исследовании взаимосвязи между проектными конструкциями скважин и функциональной структурой БУ конструктивно-технологические характеристики скважин целесообразно представить в виде обобщенного показателя, учитывающего количество конструктивных элементов скважины, а именно: глубину скважины, физико-механические свойства горных пород в интервалах бурения, а также количество участков профиля с неизменной интенсивностью искривления в случае направленных скважин, т.е. Такие параметры, которые оказывают непосредственное влияние на время механического бурения.

Конструктивно-технологическая сложность скважины может быть представлена в виде произведения конструктивной и технологической сложности:

$$Skt = Sk * St = (\sum_{i=1}^k ni + \sum_{j=1}^r mj) * \beta 1 * \beta 2 * \beta 3 \quad (1)$$

Где Sk – конструктивная сложность, представляет собой количество интервалов бурения под обсадные и потайные колонны; St – технологическая сложность, выражена через произведение коэффициентов: $\beta 1$ – коэффициент технологической сложности, учитывающий взаимосвязь между временем механического бурения скважины и ее глубиной; $\beta 2$ – коэффициент, учитывающий влияние на время механического бурения скважины количества литологических типов горных пород, встречающихся в геологическом разрезе скважины; $\beta 3$ – коэффициент технологической сложности, учитывающий изменение времени бурения скважины от количества участков профиля с неизменной интенсивностью искривления.

Методика определения технологической сложности скважины, выражаемой коэффициентами $\beta 1$, $\beta 2$, $\beta 3$, заключается в сравнении затрат времени механического бурения оцениваемой скважины с базовой скважиной – «скважиной-представителем», в которой глубина, количество встречающихся литологических типов горных пород в геологическом разрезе и количество участков профиля с неизменной интенсивностью искривления соответствует принятым либо наиболее распространенным условиям залегания нефтенасыщенных пластов для рассматриваемого месторождения.

Исходные данные для определения технологического коэффициента $\beta 1$ на примере месторождений нижеволжского региона представлены в таблице 1.

Таблица 1

Определение коэффициента $\beta 1$ через нормы времени

Литология горных пород	Интервал бурения по вертикали	Интервал бурения по стволу	Время бурения 1-го метра, час.	Коэффициент $\beta 1$
Глинистые	0-110	0-110	0,12	0,12
Глинистые, песчано-глинистые	110-650	110-650	0,14	0,26
Песчано-глинистые с прослоями карбонатов, ангидритов, аргиллитов	650-1275	650-1275	0,32	0,58
Ангидриты	1275-1600	1275-1600	0,4	0,98
Ангидриты	1600-2200	1600-2200	0,28	1,26
Ангидриты, галогенно-ангидритовые, карбонатные	2200-3100	2200-3100	0,38	1,64
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3100-3520	3100-3560	0,38	2,02
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3520-3569	3560-3620	0,42	2,44
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3569-3778	3620-3877	0,45	2,89
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3778-4447	3877-4705	0,5	3,39
Карбонатные	4856-4877	5380-5880	1,3	5,29

По данным таблицы 1, удельное время механического бурения составляет:

– для интервала 110-650 м: $\sum T_{\text{бур}}(110 - 650) = 0,12 + 0,14 = 0,26$ час

– для интервала 2200-3100 м: $\sum T_{\text{бур}}(2200 - 3100) = 0,12 + 0,14 + 0,32 + 0,4 + 0,28 + 0,38 = 1,64$ час

– для интервала 5380-5880 м: $\sum T_{\text{бур}}(5380 - 5880) = 0,12 + 0,14 + 0,32 + 0,4 + \dots + 1,3 = 5,29$ час

Выбирая в качестве базового значения сумму времени, $\sum T_{\text{бур}}(2200 - 3100) = 1,64$ час соответствующую интервалу 2200-3100 м, определяем зависимость коэффициента $\beta 1$ от глубины скважины:

$$\beta 1^{110-650} = \frac{0,26}{1,64} = 0,15; \beta 1^{2200-3100} = \frac{1,64}{1,64} = 1; \beta 1^{5380-5880} = \frac{5,29}{1,64} = 3,2$$

Таким образом, технологическая сложность конструкции нефтяной скважины глубиной 5380-5880 м оценивается в 5,29 раза больше, чем сложность конструкции скважины с глубиной 2200-3100 м, принятой в качестве базовой.

На рис. 1 приведена графическая и подобрана регрессионная зависимость коэффициента β_1 от глубины скважины по стволу, максимальное значение зависит от выбора скважины-представителя (применительно к нижеволжскому региону ограничивается 6000 м).

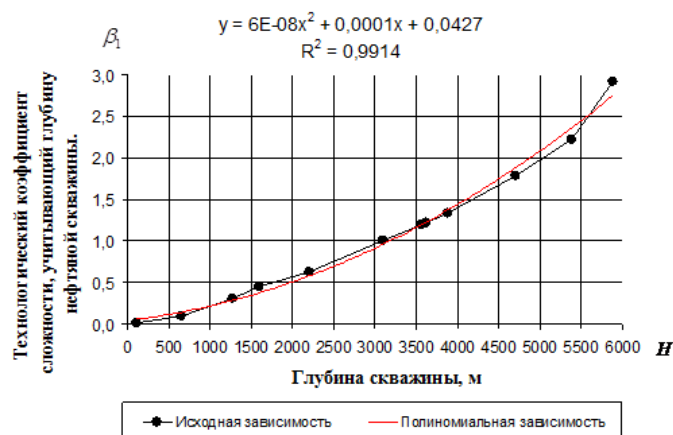


Рис. 1. Графическая и регрессионная зависимость коэффициента β_1 от глубины скважины, где R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Аналогичный расчет отношения времен механического бурения по количеству встречающихся литологических типов горных пород в геологическом разрезе скважины и количеству участков профиля с неизменной интенсивностью искривления позволяет определить численные значения коэффициентов технологической сложности β_2 (максимальное значение до 10 типов, описывающих практически всю литологию разреза нижеволжского региона) и β_3 (от 1 до 6 участков).

После подстановки полученных выражений для β_1 , β_2 и β_3 в исходную формулу (1) получена расчетная модель конструктивно-технологической сложности скважины, или формула, по которой возможно оценивать численное значение сложности скважины для выбранного месторождения.

$$S_{kt}^H = (\sum_{i=1}^k n_i + r \sum_{j=1}^r m_j) * (6 * 10^{-8} * H^2 + 0,0001 * H - 0,0427) * (0,0112 * R^2 + 0,1002 * R - 0,0389) * (0,0213 * N^2 + 0,114 * N + 0,3561) \quad (2)$$

На рис. 2 показано изменение численного значения конструктивно-технологической сложности скважины по вышеприведенной модели с увеличением количества обсадных колонн, глубины скважины, количества литологических типов горных пород, встречающихся по мере углубления скважины и количества интервалов профиля скважины.

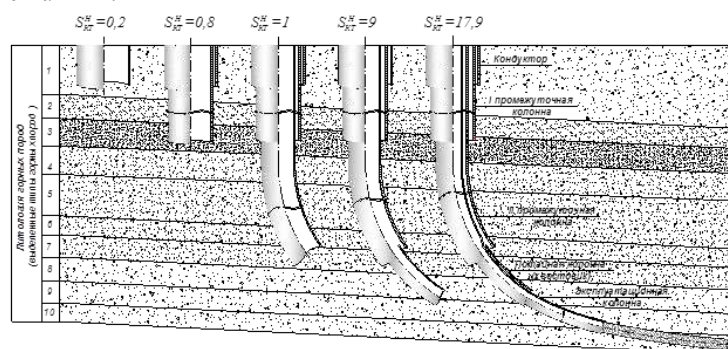


Рис. 2. Изменение конструктивно-технологической сложности скважины в процессе ее строительства

Для анализа изменения затрат воспользуемся методом определения наименьших удельных приведенных затрат, которые учитывают одновременно себестоимость бурения и капитальные вложения (формула 3).

$$Z_{прив}^{уд} = \sum_{i=1}^n (\frac{C_i}{T_{бур_i}} + \frac{K}{T_{год}} * \frac{N}{100\%}) \quad (3)$$

Где: n – количество интервалов бурения, шт.; C_i – текущие затраты (себестоимость бурения интервала), руб.; K – капитальные вложения (цена бу), руб.; N – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $T_{бур_i}$ – время работы бу при бурении интервала, час.; $T_{год}$ – время работы бу в течение года, час.

В результате выполненных расчетов получена графическая зависимость удельных приведенных затрат $Z_{прив}$ от конструктивно-технологической сложности нефтяной скважины S_{kt} , рис. 3.

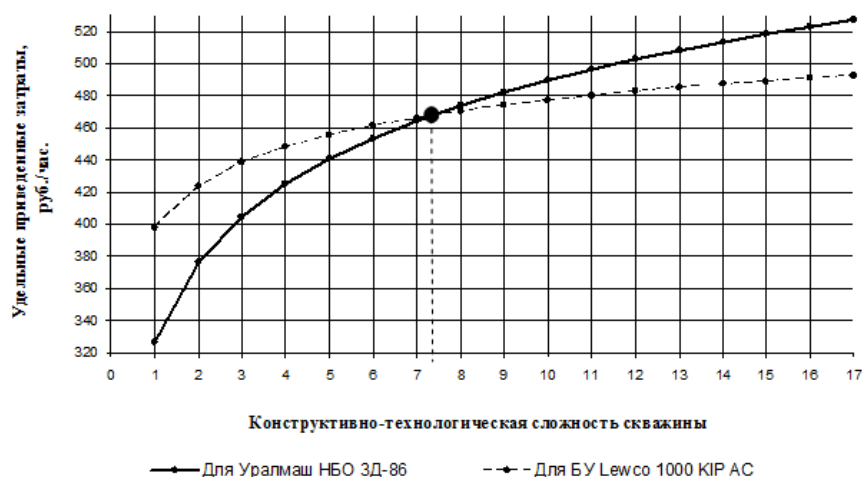


Рис. 3. Графическая зависимость изменения удельных приведенных затрат от конструктивно-технологической сложности скважины.

Анализ зависимости удельных приведенных затрат показывает, что с увеличением $S_{кт}$ затраты на бурение $Z_{прив}$, при использовании относительно недорогих бу с простой функциональной структурой (на примере уралмаш нбо 3д-86), растут более интенсивно, чем при использовании многофункциональных, дорогостоящих бу, в большинстве случаев импортных, которые экономически эффективны при строительстве нефтяных скважин с высокой конструктивно-технологической сложностью.

В интервале значений конструктивно-технологической сложности свыше 17 разница удельных приведенных затрат составляет более 31 руб./час, что в денежном выражении при продолжительности бурения, например 158 сут., и с учетом индекса цен составит 11,5 млн руб.: 31,4 руб/час*24 час.*158,7 сут. *96=11,5 млн.руб.

Выводы:

В результате был предложен обобщенный подход к выбору буровой установки с учетом горно-геологических условий строительства нефтяных скважин. Применение методики, основанной на сравнении удельных приведенных затрат, с использованием разработанной модели конструктивно-технологической сложности скважин, позволяет оптимизировать процесс выбора БУ в соответствии с критерием минимизации производственных затрат. Результаты могут быть использованы нефтегазодобывающими предприятиями с целью эффективного распределения своих производственных мощностей при строительстве нефтяных скважин.

Литература

1. Арутюнов В.С. Мировая нефтедобыча. Цены будут расти, производство падать // Промышленные ведомости. – 2006.
2. Единые нормы времени на бурение скважин. – В 2-х ч. – М. : ВНИИОЭНГ, 2000.
3. Строительство горизонтальных скважин / В.И. Кудинов. – М. : Нефтяное хозяйство, 2007.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М. Р. Цибульникова, К. Дуда

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время сжигание попутного нефтяного газа на нефтепромыслах является одним из главных источников загрязнения атмосферного воздуха, при котором выделяются в основном парниковые газы, такие как диоксид углерода. Для уменьшения негативного влияния на атмосферный воздух правительства стран принимают меры воздействия на недропользователей, используют различные программы по использованию попутного нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ - углеводородный газ, находящийся в нефтяных залежах в растворенном состоянии и выделяющийся из нефти при снижении давления. Количество газов в м³, приходящееся на 1 т добытой нефти, зависит от условий формирования и залегания нефтяных месторождений и может составлять от 1-2 до нескольких тыс. м³.

Попутные нефтяные газы обычно представлены углеводородами парафинового ряда от метана до гексана, включая изомеры С₄-С₆. Содержание в них тяжелых углеводородов составляет 20-40%, а иногда и 60-80%. В их состав также могут входить СО₂, N₂, COS, аргон, гелий, меркаптаны, тиофены, CS₂, H₂S (в некоторых случаях до 20% и более) и пары H₂O.