

РАЦИОНАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ УСТАНОВОК КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Сердобинцев Ю.П.¹, Шмелев В.А.², Бинь Б.Т.¹

¹ ФГБОУ ВПО «Волгоградский государственный технический университет», Волгоград, Россия (400131, г. Волгоград, пр. Ленина, 28), e-mail: app@vstu.ru

² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, Россия (400078, г. Волгоград, пр. Ленина, 96), e-mail: VShmelev@lukoilmn.ru

В работе затрагиваются вопросы выбора оптимальной функциональной структуры буровых установок, используемых при строительстве нефтяных скважин. Одним из главных принципов выбора бурового оборудования является минимизация производственных затрат и сокращение времени цикла строительства скважин. Установление взаимосвязи между горно-геологическими условиями бурения нефтяных скважин и технико-экономическими параметрами буровых установок позволяет оптимизировать их применение в соответствии с критерием минимизации производственных затрат. С использованием обобщенного показателя, учитывающего конструктивные и технологические особенности строительства скважин, установлена взаимосвязь между типом (ценой) буровой установки и удельными приведенными затратами на строительство скважин. Применяя критерий минимизации затрат, возможно выбрать тип буровой установки, эксплуатация которой будет экономически целесообразной для строительства нефтяной скважины с данной конструктивно-технологической сложностью. Полученные результаты могут быть использованы нефтегазодобывающими предприятиями с целью эффективного распределения своих производственных мощностей в соответствии с программой бурения.

Ключевые слова: конструктивно-технологическая сложность, буровая установка, функциональная структура, скважина-представитель, время механического бурения, математическая модель, база данных, удельные приведенные затраты.

RATIONAL USE OF DRILLING RIGS AS WAY OF EFFECTIVENESS INCREASE FOR OIL WELLS CONSTRUCTION

Serdobintsev Y.P.¹, Shmelev V.A.², Bin B.T.¹

¹ Volgograd State Technical University, Volgograd, Russia (400131, Volgograd, Lenin avenue, 28), e-mail: app@vstu.ru

² Branch of OOO "LUKOIL-Engineering" "VolgogradNIPImorneft", Volgograd, Russia (400078, Volgograd, Lenin avenue, 96), e-mail: VShmelev@lukoilmn.ru

The subjects of selection of optimal functional structure for drilling rigs used at the oil wells construction have been touched upon in the paper. One of the main principles for drilling equipment selection is minimization of production cost and reduction of wells construction time cycle. Determination of correlation between mining and geological conditions of oil wells drilling and technical and economic parameters of drilling rigs has been allows to optimize their use in accordance with minimization criterion of production cost. The correlation between type (cost) of drilling rig and reduced cost per unit for wells construction has been determined with use of overall index considering design and technological features of wells construction. Applying minimization criterion of cost, it is possible to select type of drilling rig which exploitation will be economically feasible for oil well construction with given design-technological complexity. The obtained results can be used by oil and gas extraction enterprises for the purpose of their manufacturing facilities effective distribution in accordance with drilling program.

Key words: design-technological complexity, drilling rig, functional structure, representative well, time for mechanical drilling, mathematical model, database, reduced cost per unit.

Введение

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 [1; 3] 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 [6–8] и др.

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:

$$S_{KT} = S_K \cdot S_T = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3, \quad (1)$$

где S_K – конструктивная сложность, представляет собой количество интервалов бурения под обсадные и потайные колонны; S_T – технологическая сложность, выражена через произведение коэффициентов: β_1 – коэффициент технологической сложности, учитывающий взаимосвязь между временем механического бурения скважины и ее глубиной; β_2 – коэффициент, учитывающий влияние на время механического бурения скважины количества литологических типов горных пород, встречающихся в геологическом разрезе скважины; β_3 – коэффициент технологической сложности, учитывающий изменение времени бурения скважины от количества участков профиля с неизменной интенсивностью искривления.

Методика определения технологической сложности скважины, выражаемой коэффициентами β_1 , β_2 , β_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 β_1 на примере месторождений Нижневолжского региона представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Определение коэффициента β_1 через нормы времени

Литология горных пород	Интервал бурения по вертикали	Интервал бурения по стволу	Время бурения 1-го метра, час.	Коэффициент β_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	4447-4856	4705-5380	0,6	3,99
Карбонатные	4856-4877	5380-5880	1,3	5,29

По данным таблицы 1, удельное время механического бурения составляет:

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

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

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

Выбирая в качестве базового значения сумму времени $\sum T_{2200-3100}^{бур.} = 1,64 \text{ час.}$,

соответствующую интервалу 2200-3100 м, определяем зависимость коэффициента β_1 от глубины скважины:

$$\beta_1^{110-650} = \frac{0,26}{1,64} = 0,15; \quad \beta_1^{2200-3100} = \frac{1,64}{1,64} = 1,0; \quad \beta_1^{5380-5880} = \frac{5,29}{1,64} = 3,2;$$

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 Нижневолжскому региону ограничивается 6000 м).

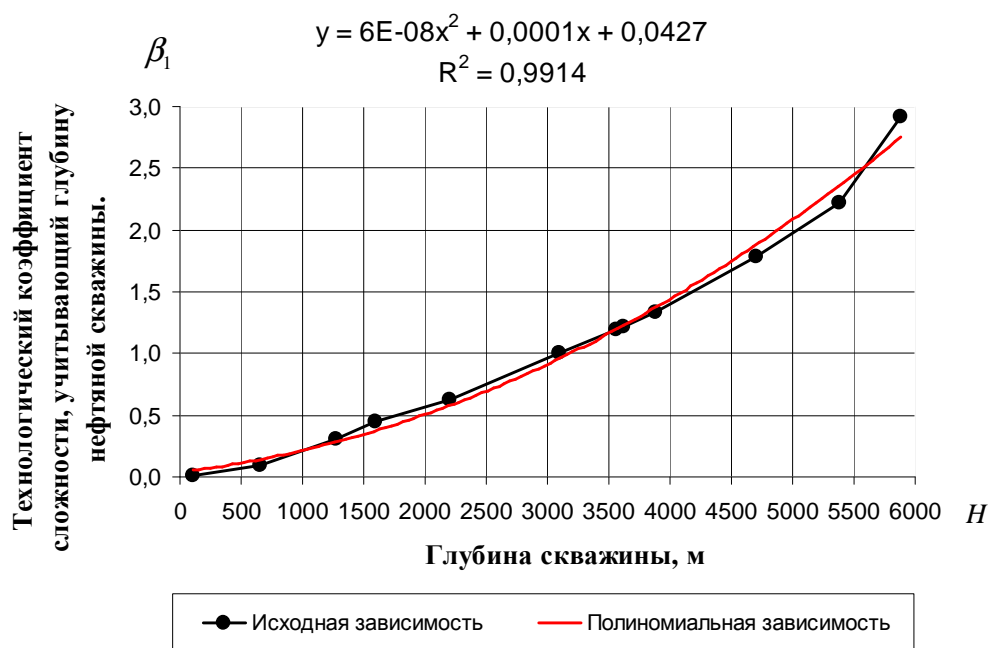


Рис. 1. Графическая и регрессионная зависимость коэффициента β_1 от глубины скважины, где R^2 – величина достоверности аппроксимации.

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 Нижневолжского 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.

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

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.

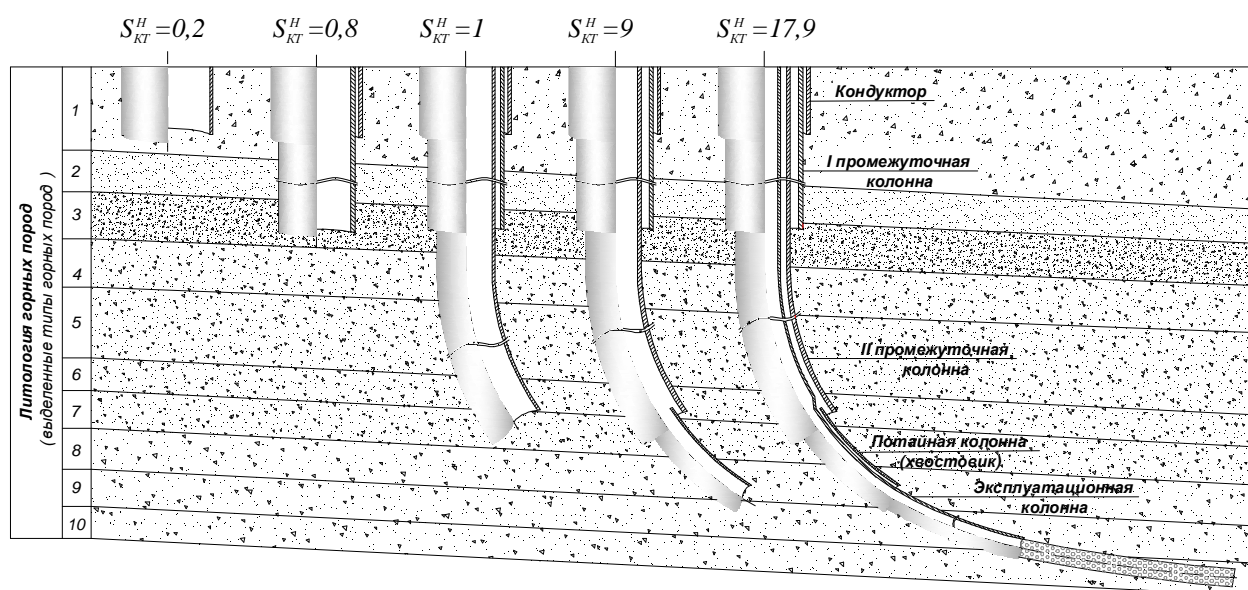


Рис. 2. Изменение конструктивно-технологической сложности скважины в процессе ее строительства.

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

$$Z_{прив.}^{уд.} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{C_i}{T_{бур.i}} + \frac{K}{T_{год}} \cdot \frac{N}{100\%} \right), \quad (3)$$

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 $Z_{прив.}^{уд.}$ от конструктивно-технологической сложности нефтяной скважины $S_{КТ}$, рис. 3.

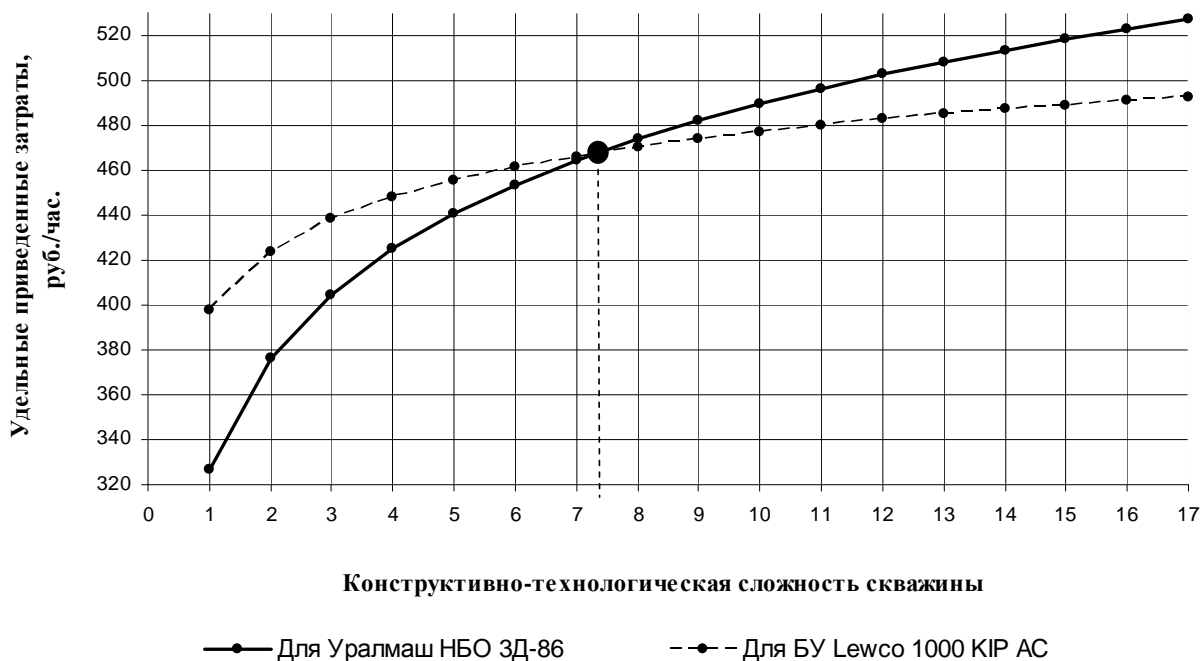


Рис. 3. Графическая зависимость изменения удельных приведенных затрат от конструктивно-технологической сложности скважины.

Анализ зависимости удельных приведенных затрат показывает, что с увеличением $S_{КТ}$ затраты на бурение $Z_{прив.}^{уд.}$, 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.: $31,4 \text{ руб./час} \times 24 \text{ час} \times 158,7 \text{ сут.} \times 96 = 11,5 \text{ млн. руб.}$

Выводы

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.

Список литературы

1. Арутюнов В.С. Мировая нефтедобыча. Цены будут расти, производство падать // Промышленные ведомости. – 2006. – № 1-2. – С. 3.
2. Единые нормы времени на бурение скважин. – В 2-х ч. – М. : ВНИИОЭНГ, 2000. – 599 с.
3. Строительство горизонтальных скважин / В.И. Кудинов [и др.]. – М. : Нефтяное хозяйство, 2007. – 688 с.
4. ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М., 2004. – 305 с.
5. Сафронов А.Ф. EROEI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов / А.Ф. Сафронов, А.Н. Голоскоков // Бурение и нефть. – 2010. – № 12. – С. 48-51.
6. Шмелев В.А. Разработка математической модели конструктивно-технологической сложности вертикальной нефтяной скважины / В.А. Шмелев, Ю.П. Сердобинцев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 2. – С. 3-8.
7. Шмелев В.А. Информационная поддержка обеспечения эффективности строительства нефтяных скважин. Часть 1. Разработка математической модели конструктивно-технологической сложности направленной скважины / В.А. Шмелев, Ю.П. Сердобинцев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 1. – С. 4-9.
8. Shmelev V.A. Decision support system for the selection of drilling rigs [Electronic source] / V.A. Shmelev, Y.P. Serdobintsev // World Oil. – 2011. – Vol. 232. – № 10. – Mode of access: <http://208.88.130.69/October-2011-Decision-support-system-for-the-selection-of-drilling-rigs.html>

Рецензенты:

Безродный Юрий Георгиевич, доктор технических наук, начальник отдела мониторинга и проектирования экологической безопасности филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», г. Волгоград.

Перфилов Владимир Александрович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые сооружения» Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета (ВолгГАСУ), г. Волгоград.