

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.276.6

© Устькачкинцев Е.Н., 2012

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ТЕРРИТОРИИ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНО-МАГНИЕВЫХ СОЛЕЙ

Е.Н. Устькачкинцев

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Россия

Строительство боковых стволов – наиболее эффективная технология, позволяющая повысить добычу нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, и увеличить коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию ранее пробуренные нефтяные скважины. При бурении боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки продуктивных пластов, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Преимущество бурения дополнительных стволов обусловлено отсутствием необходимости строительства новых коммуникационных линий, сокращаются затраты на оборудование и материалы, снижается воздействие на окружающую среду. В то же время для бурения новых скважин требуется отвод земель под строительство и их обустройство, при строительстве боковых стволов используются мобильные установки, поэтому исключается необходимость отвода новых земель.

Бурение боковых стволов сопровождается проблемой отсутствия надежных технологий: вскрытия, освоения, оценки интервалов и интенсификации притока, проведения геолого-технических мероприятий и ремонтно-изоляционных работ. Их несовершенство негативно отражается на технико-экономических показателях разработки залежей углеводородов.

В статье определены критерии успешности строительства дополнительных из ранее пробуренных скважин с использованием методов статистики – регрессионного анализа. В полученном уравнении регрессии значения коэффициентов при свободных членах показывают влияние геолого-физических и технологических факторов на успешность проведения операции. По полученным результатам выделены критерии, влияющие на успешность строительства боковых стволов: расстояние от перфорационных отверстий до водонефтяного контакта, обводненность, плотность, проницаемость, вязкость.

**Ключевые слова:** добывающая скважина, строительство дополнительных стволов, качество крепления, добыча нефти, повышение нефтеотдачи пластов, осложнения при добыче нефти, трудноизвлекаемые запасы.

### INCREASE PRODUCTIVITY OF CONSTRUCTION IN SIDETRACK OF VERKHNEKAMSK POTASSIUM-MAGNESIUM SALTS FIELD

E.N. Ust'kachincev

LUKOIL-PERM LLC, Russian Federation

Construction of sidetrack is the most effective technology to increase oil production in the fields at the late stage of development and increase the rate of oil recovery and return to operation previously drilled oil wells. During the drilling of sidetracks are involved in the development of previously involved areas of reservoirs, as well as hard-to-oil, production of which previously was not possible.

The advantage of drilling additional trunks due to insufficient construction of new lines of communication, reduced equipment costs and materials that reduce impact on the environment. At the same time, to drill new wells require land acquisition for the construction and improvement, with stroitelstvebokovyh trunks used mobile units, therefore eliminating the need to tap new land.

Sidetracking is accompanied by a lack of reliable technology: opening, development, evaluation and stimulation intervals, conduct geological and engineering and repair and insulation works. Their imperfection negative impact on technical and economic indicators of development of hydrocarbon deposits.

In this article the construction of additional success criteria of the previously drilled wells using statistical techniques - regression analysis. The resulting regression equation coefficients for free terms show the effect of the geological and physical and technological factors on the success of the operation. According to the results to identify criteria that affect the success of the construction of laterals: the distance from the perforations to the oil-water contact, water content, density, permeability, viscosity.

**Key-words:** producing well, construction of additional shanks, fixing quality, oil production, increasing of stratum oil recovery, complication in oil production, строительство дополнительных стволов, качество крепления, добыча нефти, повышение нефтеотдачи пластов, осложнения при добыче нефти, hardrecovery stores.

## Введение

Существующие системы разработки не позволяют равномерно и полно извлекать нефть из продуктивных пластов, таким образом, в недрах остаются значительные объемы нетронутых запасов. В то же время возможности современных методов моделирования процессов разработки и вытеснения нефти из продуктивных пластов с учетом горно-геологических и горно-технических условий позволяют с большой вероятностью определять наиболее перспективные зоны для довыработки остаточных запасов нефти.

Наиболее эффективным и экономичным способом довыработки остаточных запасов нефти из водонефтяных и тупиковых зон с использованием ранее пробуренного фонда скважин, находящихся в простое из-за аварий или по причине нерентабельной эксплуатации, является реконструкция части имеющегося фонда скважин строительством боковых стволов (БС) [1–5].

Промышленное использование нефтяными компаниями России данной технологии началось с середины 90-х гг. К 2005 г. компания «Сургутнефтегаз» произвела строительство БС в 332 скважинах, а к 2016 г. планируется построить 6500 БС [3]. На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть», находящихся в завершающей стадии разработки, планируется восстановить до 20 % малодобитных нерентабельных скважин методом бурения БС [5]. Увеличиваются объемы бурения БС на площадях, разрабатываемых нефтяными компаниями ОАО «НК-Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР». Строительство БС из ранее пробуренных скважин является эффективным методом повышения нефтеотдачи пластов при разработке не только нефтяных месторождений России, но и месторождений, находящихся за рубежом – в большинстве нефтедобывающих стран Западной Европы (преимущественно на морских месторождениях), на Ближнем

и Среднем Востоке, в Австралии и Индонезии. Широкое и интенсивное развитие строительства БС на западе стало возможным благодаря, во-первых, крупным капитальным вложениям в научно-исследовательские и опытно-промышленные работы, во-вторых, благодаря промышленному внедрению ряда эффективных технологий [6–10].

## Технология строительства боковых стволов

Процесс строительства БС состоит из следующих этапов: выбор скважины-кандидата для бурения БС; выбор конструкции БС; выбор профиля и расчет траектории БС; вырезание «окна» в обсадной колонне; зарезка и бурение БС; крепление, освоение и вызов притока пластового флюида.

Эксплуатационные колонны выше интервала установки цементного моста по данным соответствующих приборов и опрессовки должны быть технически исправны, а траектории стволов подобранной и соседних скважин достаточно достоверными для исключения пересечения стволов [1].

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

1. Максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины.

2. Применение оптимальных режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов.

3. Условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

4. Необходимую горно-геологическую информацию по вскрываемому разрезу.

Таблица 1

## Геолого-физическая характеристика нефтяных месторождений

№ п/п	Наименование	Значение		
		минимальное	максимальное	среднее
1	Средняя глубина залегания, м	1660	2400	2113
2	Пористость, доли ед.	0,08	0,18	0,13
3	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,008	0,6	0,165
4	Коэффициент песчанности, доли ед.	0,1	0,82	0,34
5	Коэффициент расчленности, доли ед.	1,6	21,4	5,98
6	Начальная пластовая температура, °С	25	33	28,94
7	Начальное пластовое давление, МПа	18,6	25	22,18
8	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,91	10,55	2,38
9	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	730	855	778
10	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	816	887	835,75
11	Давление насыщения нефти газом, МПа	10,95	18,5	14,29
12	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	48,9	179,4	94,77

5. Условия охраны недр и окружающей среды за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств.

6. Максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Боковые стволы проектируются к бурению из скважин, обсаженных колоннами диаметрами 139,7, 146, 168,3 мм и более. Для них рекомендуются обсадные трубы потайных колонн-хвостовиков диаметрами 89, 101,6 и 110 (114,3) мм соответственно [11].

### Характеристика нефтяных месторождений

На территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей (ВКМКС) открыто семь нефтяных месторождений, которые находятся в промышленной эксплуатации, разработку месторождений ведёт ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Объём добычи по этим месторождениям в настоящее время превышает 40 % всей извлекаемой в Пермском крае нефти. Значительные запасы сосредоточены на Уньвинском и Юрчукском месторождениях – более 50 % всего объёма нефти. Промышленная нефтеносность месторождений выявлена в тульских и бобриковских терригенных, а также в верейских, башкирско-серпуховских и турнейско-фаменных карбонатных отложениях.

Нефть данных месторождений (табл. 1) характеризуется низкой вязкостью в пластовых условиях (до 10,6 мПа·с), по плотности нефть легкая (720–855 кг/м<sup>3</sup>). Проницаемость изменяется от 0,008 до 0,6 мкм<sup>2</sup>. Разрабатываемые объекты залегают на глубине от 1660 до 2400 м, при этом начальное пластовое давление изменяется в пределах от 18,6 до 25 МПа. Нефть характеризуется высоким содержанием растворенного газа (до 179,4 м<sup>3</sup>/т). Коэффициент песчанности терригенных коллекторов в несколько раз выше, чем в карбонатных. Расчлененность объектов разработки данных месторождений варьируется от 1,6 до 21,4.

### Анализ эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов

На территории ВКМКС при текущих и капитальных ремонтах скважин в 2007–2011 гг. укрупненно можно выделить следующие методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП):

1. Гидродинамические (ввод новых нагнетательных скважин, перевод на другие объекты разработки и др.) – 21 операция.

2. Методы интенсификации добычи (увеличение приемистости нагнетательных скважин, промывка забоя скважин, обработка скважин против гипса и др.) – 82 операции.

3. Физические (бурение дополнительного ствола, радиальное бурение, гидро-



а



б

Рис. Количество операций по методам ПНП (а) и по технологиям физического метода (б) за 2007–2011 гг.

разрыв пласта, кислотный гидроразрыв пласта и др.) – 178 операций.

4. Химические (ремонтно-изоляционные работы, обработка призабойной зоны пласта и др.) – 17 операций.

За рассматриваемый период количество операций в нефтедобывающих скважинах, связанных с увеличением нефтеотдачи пласта, увеличилось в 4,7 раза (рис., а). Основными методами ПНП являются физические, составляющие более 60 % всех проводимых операций, преимущественно по технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) (рис., б). Следует отметить, что число операций по проводке боковых стволов увеличивается в среднем за год на 43 % [13–15].

При анализе эффективности геологотехнических мероприятий (ГТМ) методов ПНП оценены следующие характеристики:

- дополнительный прирост дебита (т/сут);
- продолжительность эффекта (сут/скв.).

Наибольший прирост дебита получен от физических методов – 8,7 т/сут. Продолжительность эффекта – 867 сут/скв. Среди физических методов по технологии строительства дополнительного ствола прирост дебита по нефти составил 10,8 т/сут, продолжительность эффекта – 1416 сут/скв. [12].

### Расчет успешности

Для оперативного прогнозирования, изучения степени влияния технических параметров бокового ствола, геологического строения вскрываемых объектов, а также промысловых показателей эффективности работы скважины на обводненность продукции и производительность бокового ствола Т.В. Токаревой рекомендована регрессионная модель [4].

В данной статье определение успешности строительства боковых стволов из ранее пробуренных скважин предлагается путем выделения из множества факторов тех, которые влияют на успешность строительства бокового ствола. Таким образом, было выделено 3 группы параметров:

1. Геолого-физические (а), характеризующие пласт и извлекаемый флюид: тип коллектора, абсолютная отметка водонефтяного контакта (ВНК), глубина скважины, вязкость пластовой нефти, проницаемость, коэффициент расчлененности, коэффициент песчаности; плотность пластовой нефти, газосодержание.

2. Технологические параметры (б), характеризующие работу скважины: фактический прирост дебита по нефти, начальная обводненность, эффективная нефтенасыщенная толщина, время работы скважины с эффектом.

Таблица 2

Показатель	Коэффициент в уравнении регрессии
<i>Геолого-физические параметры</i>	
Расстояние от перфорационных отверстий до абсолютной отметки ВНК	3,09
Коэффициент расчлененности	2,92
Плотность пластовой нефти	-1,99
Проницаемость	1,48
Вязкость пластовой нефти	-0,51
<i>Технологические параметры</i>	
Прирост дебита по нефти	0,49
Начальная обводненность	-0,34
Эффективная нефтенасыщенная толщина	0,08
Время работы с эффектом	0,06
<i>Параметры строительства скважины</i>	
Контакт цемента с колонной	0,03
Контакт цемента с породой	0,02

3. Параметры строительства (в): контакт цементного камня с колонной, контакт цементного камня с породой.

Исходные данные по параметрам геолого-физических и технологических групп были взяты из проектных документов и технологических режимов работ, параметры третьей группы оценивались по акустическому каротажу цемента пробуренных скважин.

Рассматриваемая задача представлена в виде зависимости

$$Y_k^p = f \left\{ \begin{array}{l} l_{\text{ВНК}}, K_{\text{расч}}, \rho_n, K_{\text{прон}}, \mu_n (a) \\ q_{\text{доп}}, w_0, h_{\text{эф.нас}}, t_{\text{эф}} (b) \\ \rho_{\text{кол}}, \rho_{\text{пор}} (в) \end{array} \right. , \quad (1)$$

где  $Y_k^p$  – успешность операции – величина, принимающая значение от 0 до 1 при недостижении эффекта и при его достижении соответственно;  $l_{\text{ВНК}}$  – расстояние от перфорационных отверстий до абсолютной отметки ВНК, м;  $K_{\text{расч}}$  – коэффициент расчлененности, доли ед.;  $\rho_n$  – плотность пластовой нефти, кг/см<sup>3</sup>;  $K_{\text{прон}}$  – проницаемость, м<sup>2</sup>;  $\mu_n$  – вязкость пластовой нефти, мПа·с;  $q_{\text{доп}}$  – прирост дебита по нефти, т/сут;  $w_0$  – начальная обводненность, доли ед.;  $h_{\text{эф.нас}}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $t_{\text{эф}}$  – время работы с эффектом, сут;  $\rho_{\text{кол}}$  – плотность цементного камня с колонной;  $\rho_{\text{пор}}$  – плотность цементного камня с породой.

Оценка влияния выделенных критериев на успешность строительства и эксплуатации боковых стволов возможна при помощи построения статистической модели, описывающей данные уравнением регрессии.

Перед расчетом параметры переводят из размерных независимых факторов  $x_i$  в безразмерные  $z_i$ , нормированные по

$$z_i = (x_i - x_i^0) / \Delta x_i . \quad (2)$$

Для получения коэффициентов в уравнении регрессии используется полином в виде

$$b_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N z_{ik} Y_k^p \quad (i = 1, 2, 3...), \quad (3)$$

где  $b_i$  – коэффициент в уравнении регрессии;  $N$  – количество операций.

Проверка статистической значимости коэффициентов регрессии проводится с помощью критерия Стьюдента. Для проверки адекватности математического описания опытным данным достаточно определить отклонение по полученному уравнению регрессии величины отклика от полученных результатов. Проверку гипотез об адекватности и однородности двух выборочных дисперсий проводят по  $F$ -критерию Фишера.

Полученное уравнение регрессии имеет вид

$$Y_k^p = b_0 + b_1 z_1 + b_2 z_2 + \dots + b_n z_n . \quad (4)$$

Используя (1)–(3), определили коэффициенты в уравнении регрессии (4) (табл. 2).

В табл. 2 отражены значения, критерий Стьюдента по которым опровергает нуль-гипотезу и оценку коэффициента признает статистически значимой с вероятностью  $\alpha \leq 0,05$ .

## Определение успешности

Группа	Параметры			Количество скважин	Количество успешных операций по данным ПермНИПИнефть
	геолого-физические	технологические	строительства		
1	+	+	+	28	37
2	+	+	–	0	
3	+	–	+	2	
4	–	+	+	7	
5	+	–	–	2	7
6	–	+	–	0	
7	–	–	+	0	
8	–	–	–	5	

Анализируя табл. 2, можно выделить параметры, которые оказывают наибольшее влияние на успешность строительства БС: расстояние от перфорационных отверстий до ВНК, прирост дебита по нефти, контакт цементного камня с колонной и породой.

Оценка успешности строительства БС выполнена по (4). Результаты занесены в табл. 3, где «+» отмечена успешность мероприятия по группе параметров.

Соответственно, успешность по всем трем группам параметров (первая строка табл. 3) свидетельствует об успешности мероприятия в целом. Имея отрицательные значения успешности (последняя строка табл. 3), можно говорить о неудавшемся мероприятии. Оценка успешности ГТМ в промежуточных группах должна проводиться индивидуально. Для проверки адекватности модели вполне можно сравнение с результатами оценки успешности проведенных ГТМ по данным Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Данное сравнение подтвердило адекватность полученной модели (последний столбец табл. 3).

## Выводы

1. На основе регрессионного анализа определены критерии выбора скважин-кандидатов для строительства из них боковых стволов при разработке нефтяных месторождений на территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей с учётом геолого-физических параметров продуктивных пластов, технологических параметров работы скважин и параметров строительства боковых стволов.

2. Влияние на успешность проводимых операций в сильнейшей степени оказывает расстояние от перфорационных отверстий до ВНК, начальная обводненность, в меньшей степени влияет плотность нефти, проницаемость и эффективная нефтенасыщенная толщина.

3. Для увеличения успешности строительства боковых стволов предлагается проводить гидродинамическое моделирование с учетом показателей успешности, применять разработанные для данных месторождений буровые и тампонажные растворы, вскрытие продуктивных пластов производить шадящими методами.

## Список литературы

1. Буслаев В.Ф. Технично-технологические решения по строительству горизонтальных и разветвленных скважин // Бурение скважин. – 1992. – № 10. – С. 8–12.
2. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52.

3. Плотников А.А., Курбанов Я.М. Анализ строительства боковых стволов в добывающих скважинах на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 2. – С. 2–6.
4. Токарева Т.В. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 457–468.
5. Развитие горизонтальной технологии разработки нефтяных месторождений Татарстана / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, И.Г. Юсупов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 8. – С. 46–48.
6. Adnoy B.S., Chenevert M.E. Stability of highly inclined bore-holes // SPE, Drlg. Eugrg. – 1987. – December. – P. 364–374.
7. Clements W.R., Yelsma H.H. Horizontal wells pose special hydran-lic desing considerations // Petroleum Engineer International. – 1989. – Nov. – P. 17–21.
8. Crouse P.C. Horizontal drilling spurs optimism // Wold. Oil. – 1991. – Vol. 212, № 2. – P. 35–37.
9. Gray G.R., Darly H.C., Rogers W.F. Composition and properties of oil well drilling fluids. – 4 ed. – Houston: Gulf Publishing Co., 1987. – P. 62.
10. Skelton J.H. Louisiana horizontal well taps oil in area of salt related fracturing // Oil and Gas J. – 1992. – Vol. 90, № 27. – P. 88–90.
11. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие / В.М. Шенбергер, Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман, И.С. Матиешин, А.В. Кустышев. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2006. – 573 с.
12. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 22–24.
13. Чернышов С.Е., Крапивина Т.Н., Крысин Н.И. Обоснование профиля дополнительного ствола скважины при строительстве в осложненных условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 45–48.
14. Чернышов С.Е., Крысин Н.И. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 1. – С. 38–43.
15. Чернышов С.Е., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98–100.

#### References

1. Buslaev V.F. Tehniko-tehnologicheskie reshenija po stroitel'stvu gorizont'alnyh i razvvtvlennyh skvazhin [Technical and technological solutions for the construction of horizontal wells and branched]. *Burenie skvazhin*, 1992, no. 10, pp. 8–12.
2. Melehin A.A., Chernyshov S.E., Turbakov M.S. Rasshirjajuwiesja tamponazhnye sostavy dlja likvidacii poglowenij pri krepilnii obsadnyh kolonn dobyvajuwih skvazhin [Expanding grouting compounds to eliminate acquisitions when mounting casings wells]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2012, no. 3, pp. 50–52.
3. Plotnikov A.A., Kurbanov Ja.M. Analiz stroitel'stva bokovyh stvolov v dobyvajuwih skvazhinah na mestorozhdenijah Surgutneftegaz JSC [Analysis of building laterals in producing wells in the fields of Surgutneftegaz JSC]. *Stroitel'stvo nefjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more*, 2007, no. 2, pp. 2–6.
4. Tokareva T.V. Opyt i jeffektivnost' burenija, jekspluatacii bokovyh stvolov na zavershajuwej stadii razrabotki nefjanyh mestorozhdenij [Experience and efficiency of drilling, sidetracking operation at the final stage of oil deposits]. *Neftgazovoe delo*, 2011, no. 2, pp. 457–468.
5. Hisamov R.S., Ibatullin R.R., Fazlyev R.T., Jusupov I.G. Razvitie gorizont'alnoj tehnologii razrabotki nefjanyh mestorozhdenij Tatarstana [Development of horizontal technology development of oil fields in Tatarstan]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2003, no. 8, pp. 46–48.
6. Adnoy B.S., Chenevert M.E. Stability of highly inclined bore-holes. *SPE, Drlg. Eugrg.* 1987, december, pp. 364–374.
7. Clements W.R., Yelsma H.H. Horizontal wells pose special hydran-licdesing considerations. *Petroleum Engineer International*, 1989, nov., pp. 17–21.
8. Crouse P.C. Horizontal drilling spurs optimism. *Wold. Oil*, 1991, vol. 212, no. 2, pp. 35–37.
9. Gray G.R., Darly H.C., Rogers W.F. Composition and properties of oil well drilling fluids. 4 ed. Houston: Gulf Publishing Co., 1987. 62 p.

10. Skelton J.H. Louisiana horizontal well taps oil in area of salt related fracturing. *Oil and Gas J.*, 1992, vol. 90, no. 27, pp. 88–90.

11. Shenberger V.M., Zozulja G.P., Gejzman M.G., Matieshin I.S., Kustyshev A.V. Tehnika i tehnologija stroitel'stva bokovyh stvolov v neftjanyh i gazovyh skvazhinah [Technique and technology of building laterals in oil and gas wells: manual]. Tjumen': TjumGNGU, 2006. 573 s.

12. Chernyshov S.E. Sovershenstvovanie tehnologii stroitel'stva dopolnitel'nyh stvolov iz ranee proburenyh skvazhin [Improving the technology of construction of additional barrels from previously drilled wells]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2010, no. 6, pp. 22–24.

13. Chernyshov S.E., Krapivina T.N., Krysin N.I. Obosnovanie profilja dopolnitelnogo stvola skvazhiny pri stroitel'stve v oslozhnennyh uslovijah [Justification profile additional borehole during construction in extreme environments]. *Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 2008, no. 8, pp. 45–48.

14. Chernyshov S.E., Krysin N.I. Sovershenstvovanie tehnologii stroitel'stva dopolnitel'nyh stvolov iz ranee proburenyh skvazhin [Improving the technology of construction of additional barrels from previously drilled wells]. *Nauchnye issledovanija i innovacii*, 2010, vol. 4, no. 1, pp. 38–43.

15. Chernyshov S.E., Turbakov M.S., Krysin N.I. Osnovnye napravlenija povyshenija jeffektivnosti stroitel'stva bokovyh stvolov [Main directions of improving the efficiency of construction sidetrack]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2011, no. 8, pp. 98–100.

#### **Об авторе**

**Устькачкинцев Егор Николаевич** (Пермь, Россия) – оператор обессоливающей и обезвоживающей установки ЦДНГ № 7, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614600, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62; e-mail: egoruv@mail.ru).

#### **About the author**

**Ust'kachkincev Egor Nikolaevich** (Perm, Russian Federation) – operator of desalting and dewatering installation CDNG № 7, LUKOIL PERM LLC (614600, Perm, ul. Lenina, 62; e-mail: egoruv@mail.ru).

Получено 12.05.2012