

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

УДК 622.279.76

**А.В. Мацко**, ООО «Газпром подземремонт Уренгой»  
(Санкт-Петербург, Россия), a.macko@podzem-remont.gazprom.ru

**А.В. Каракетов**, к.т.н., «Газпром подземремонт Уренгой»,  
a.karaketov@podzem-remont.gazprom.ru

**Г.П. Исаев**, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),  
G.Isaev@adm.gazprom.ru

**И.В. Темиров**, ПАО «Газпром», I.Temirov@adm.gazprom.ru

В связи с растущей сложностью геолого-технических условий производства работ на скважинах потребность в цифровом инжиниринге приобретает особую актуальность и значимость. Его конечная успешность определяется, с одной стороны, уровнем программного обеспечения, а с другой – качеством исходных данных и верификации расчетных моделей.

В настоящей статье на примере ООО «Газпром подземремонт Уренгой» рассмотрена методология интеграции цифрового инжиниринга в производственный процесс. Представлено описание используемых в компании современных программных комплексов и вычислительных систем, позволяющих проводить анализ процессов, выполняемых как в рамках реализации традиционных технологий капитального ремонта скважин, так и с применением колтюбинговых установок. Основное внимание уделено методическим аспектам, а именно разработке методик оценки адекватности параметров расчетных моделей; их доработке с учетом технологических особенностей капитального ремонта скважин; устранению неопределенностей и последующей корректировке моделей на основе фактических данных со скважин и постоянного взаимодействия с разработчиками программных комплексов.

В заключение статьи демонстрируется охват технологических процессов и количество задач, решенных с момента внедрения цифрового инжиниринга. Делается вывод, что наличие программных комплексов не гарантирует их успешной интеграции в производство без соответствующих методологического и экспертного подходов, формирующих симбиоз теоретических и практических знаний.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ИНЖИНИРИНГ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ, ВЕРИФИКАЦИЯ, КОЛТЮБИНГ, ГИБКИЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС, ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН, ГЕРМЕТИЗАТОР.

В условиях растущей конкуренции между нефтегазовыми компаниями важно обеспечить высокую производительность при минимальных удельных издержках. Добиться этого можно только за счет применения новейших технологий, в первую очередь цифровых. Последние способны значительно повысить эффективность бизнеса, сократить объемы выполняемых производственных операций и, соответственно, уменьшить совокупные расходы. Кроме того, они обеспечивают безопасность персонала и минимизацию вредного воздействия на окру-

жающую среду, что также крайне важно в современных условиях. К сожалению, в области цифровизации отечественные нефтегазовые компании пока несколько отстают от западных [1]. Тем не менее уже сегодня заметна положительная тенденция в реализации программы цифровой трансформации как в целом в России, так и локально по субъектам и компаниям. Далее в статье на примере ООО «Газпром подземремонт Уренгой» будут рассмотрены некоторые аспекты реализации проектов внедрения IT-технологий в нефтегазовой отрасли.

## ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВОГО ИНЖИНИРИНГА

В 2019 г. в инженерно-техническом центре (ИТЦ) ООО «Газпром подземремонт Уренгой» была проведена реструктуризация с созданием отдела инженерно-технических расчетов (ОИР) при строительстве, ремонте и испытании скважин. В рамках решения одной из основных задач ОИР, а именно внедрения инжиниринга в производственный процесс, проводилась классификация скважин и технологических операций по категориям сложности с выделением тех групп,

**A.V. Matsko**, Gazprom podzemremont Urengoy LLC (Saint Petersburg, Russia), a.macko@podzem-remont.gazprom.ru

**A.V. Karaketov**, PhD in Engineering, Gazprom podzemremont Urengoy LLC, a.karaketov@podzem-remont.gazprom.ru

**G.P. Isaev**, Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russia), G.Isaev@adm.gazprom.ru

**I.V. Temirov**, Gazprom PJSC, I.Temirov@adm.gazprom.ru

### Process improvement in workover job

The ever-increasing complication of geotechnical conditions of well jobs makes digital engineering particularly relevant and significant. The final success of digital engineering is defined by two factors: the software level and the input data quality, along with design model verification.

The article considers the methodology of digital engineering integration into the production process exemplified by Gazprom podzemremont Urengoy LLC. It describes the modern software packages used in the company and allowing to analyze processes running both within the conventional workover technologies and with using coiled tubing rigs.

The focus is on the methodological aspects, namely, developing evaluation techniques for design models' parameters adequacy, their modification considering workover process specifics, eliminating uncertainties, and subsequent correcting models based on actual well data and continuous cooperation with software package developers.

The conclusion shows the scope of processes and the number of tasks resolved since the implementation of digital engineering. It is concluded that having the software packages does not guarantee their successful integration into production without the appropriate methodological and expert approaches, which would create a symbiosis of theory and practice.

**KEYWORDS:** ENGINEERING, DIGITALIZATION, VERIFICATION, COILED TUBING, PROCESS, SOFTWARE, WORKOVER, SEAL.

для которых на сегодняшний день необходимо инженерное сопровождение на постоянной основе. Пример классификационной карты приведен в табл. 1.

Область компетенций, обозначенная в табл. 1, полностью охватывается имеющимся в оснащении ОИР программным обеспечением (ПО). Основной объем инжиниринга приходится на раздел №2 и моделируется с помощью программ: «Бурсофтпроект» (ООО «Бурсофтпроект», Россия) и Medco TAS (MEDCO, Великобритания). Остальные компетенции реализуются с использованием связи MS Excel/VBA (Microsoft, США) и облачных расчетно-аналитических систем.

ООО «Бурсофтпроект» – лидер на отечественном рынке в области разработки ПО, обеспечивающего процессы строительства нефтяных и газовых скважин. Эта программа позволяет производить проектирование профиля, расчет количества необходимого бурового раствора, бурильных и обсадных колонн, параметров цементирования, оценку потребности промывки скважины, проходимости и центрирования.

Программный продукт Medco TAS предназначен для моделирования

операций с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в рамках капитального ремонта скважин, в том числе бурения с управлением дифференциальным давлением. Medco TAS – это цельный расчетный программный комплекс (ПК), включающий в себя следующие модули: «Анализ сил и напряжений», «Циркуляция жидкости», «Глушение скважины», а также блок быстрых расчетов (катастрофический баклинг на устье, разрыв/смятие и т.д.).

Этапность работы в программах представлена следующим образом:

- получение и анализ исходных данных;

- моделирование скважины и призабойной зоны пласта (ПЗП) – ввод данных инклинометрии, конструкции, свойств раствора, геологии, геометрических и прочностных характеристик рабочей колонны и компоновки низа колонны (КНК);

- моделирование целевой операции, адаптация и верификация модели;

- обработка результатов и формирование отчета.

При реализации каждого из вышеуказанных этапов возникали сложности, подходы к решению которых отражены в табл. 2.

Далее в качестве примера рассмотрена ситуация, когда возникают неопределенности при моделировании в Medco TAS трения в герметизаторе устья колтюбинговой установки.

Используемая в этом ПК аналитическая модель несовершенна, что подтверждается значимым расхождением при верификации по фактическим данным, полученным на месторождении. В среднем отклонение составляет 2000 кг (до 25 % в относительных величинах) и выявляется в вертикальном стволе скважины. В промышленных условиях практически всегда наблюдается сопротивление при спуске ГНКТ в скважину и датчик веса показывает отрицательные значения в начале операции в вертикальном участке при отсутствии избыточного устьевого давления. Данный факт подтверждает наличие сил сопротивления в оборудовании на устье и вертикальном стволе скважины, что требует более детального изучения. Величина силы трения в устьевом герметизаторе вводится при моделировании условий работы в скважине. Проблема в получении фактических значений этого параметра состоит в том, что исполнитель работ видит и контролирует давление

Таблица 1. Классификационная карта направлений технико-технологической поддержки ОИР ИТЦ  
Table 1. Classification card for technical and process support areas of the Engineering Design Department of the Engineering and Technical Center

№ раздела Section No.	Категория скважины Well category	Область компетенций (расчетов) Expertise (design) area
1	1.1. Скважины, не заглушенные с первого раза 1.2. Скважины, в которых был проведен ГРП* и запланировано глушение 1.3. Скважины с большой вскрытой нерасчлененной мощностью (от 30 м и более), в которых запланировано глушение 1.1. Wells not killed in one take 1.2. Wells hydraulically fractured and to be killed 1.3. Wells with a large poorly-defined exposed thickness (30 m and more) to be killed	Дизайн блокирования пласта (определение типа и объема блокирующего состава, подбор наполнителя/кольматанта) Formation blocking design (determination of blocking agent type and volume, selecting the filler / bridging agent)
2	2.1. Скважины, в которых запланировано фрезерование по металлу 2.2. Наклонно направленные и горизонтальные скважины, в которых запланировано выполнение различных технологических операций (бурение, фрезерование, СПО*, активация/деактивация внутрискважинного оборудования, ликвидация осложнений и аварий) 2.3. Скважины, запланированные к строительству или в которых запланировано ЗБС* 2.4. Скважины после ГРП, для которых требуется нормализация забоя 2.1. Wells where metal milling is planned 2.2. Directional and horizontal wells where various process operations are planned (drilling, milling, trips, activation/deactivation of the downhole equipment, problem and accident elimination) 2.3. Wells to be constructed or side-tracked 2.4. Hydraulically fractured well that needs bottom hole cleanout	А. Подбор, силовой анализ и оптимизация режимов работы инструмента, контроль предельных состояний (прочности, ресурса, допустимых нагрузок) Б. Гидравлический расчет циркуляционной системы и режимов очистки забоя скважин В. Определение требуемой грузоподъемности установки A. Selection, force analysis of the equipment, and optimization of its operating modes; limited states monitoring (strength, life, allowable loads) B. Hydraulic analysis of the circulation system and bottom hole cleanout modes C. Determination of rig's load capacity
3	3.1. Скважины, в которых запланирован спуск и цементирование обсадных колонн 3.1. Wells where the casing is to be lowered and cemented	А. Расчет цементирования обсадных колонн Б. Расчет спуска и центрирования обсадных колонн A. Casing cementing design B. Casing lowering design
4	4.1. Скважины, в которых запланирована установка цементного моста под давлением (при выполнении ВИР*, укреплении ПЗП* и т. п.) 4.1. Wells where cement plugs are to be placed under pressure (during water shutoff, bottom-hole formation zone reinforcement, etc.)	А. Определение оптимальной схемы проведения технологической операции Б. Оптимизация рецептуры и требуемого объема тампонажной смеси A. Determining the best process operation procedure B. Optimization of the cement formulation and volume needed

\* Примечание. ГРП – гидравлический разрыв пласта; СПО – спуско-подъемные операции; ЗБС – зарезка бокового ствола; ВИР – водоизоляционные работы; ПЗП – призабойная зона пласта

в гидросистеме герметизатора, которое необходимо пересчитывать в силу трения. Подобные вычисления несколько затруднительны и требуют количественной экспериментальной оценки.

С этой целью на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий авт. окр.), в скважине №12003, были проведены промысловые замеры сил трения ГНКТ диаметром 38 мм в уплотнительном элементе (УЭ) герметизатора с разной степенью его износа [2].

Выполненные промысловые исследования позволили получить простые и доступные для практического использования зависимости силы трения в УЭ от давления в гидросистеме герметизатора (рис. 1).

Другой представительный пример устранения неопределенности при моделировании внутрискважинных работ – применение DLS-фильтра (от англ. dog leg severity) для сглаживания профиля [3]. Традиционно расчет сил трения в стволе выполняется

с использованием моделей «мягкой колонны», предполагающих полное соответствие «формы» бурильной колонны (БК) профилю скважины. Фактическая траектория, идентифицированная по данным инклинометрии, зачастую осложнена извилистостью вертикального участка и не всегда отражает реальную картину, а представляет собой случайный шум в показаниях инклинометра. Данный аспект приводит к завышенным расчетным нагрузкам и избыточным требованиям к оснащению бригад

Таблица 2. Проблемы интеграции расчетного ПК в производственный процесс  
Table 2. Problems related to design software integration into the production process

Этап работы Work stage	Проблема Problem	Решение Solution
1. Получение и анализ исходных данных 1. Obtaining and analyzing input data	Неполный пакет исходных данных (характеристик оборудования и жидкостей, геологических особенностей и т. д.) Incomplete input data package (characteristics of equipment and fluids, geologic features, etc.)	Использование дополнительных справочных источников, лабораторный анализ технологических жидкостей и пополнение базы данных Using additional references, laboratory analysis of process fluids, and expanding the database
	Неудовлетворительное качество предоставляемых данных Unsatisfactory quality data	Разработка инструкций по сбору данных Developing data collection procedures
2. Моделирование скважины и ПЗП Well and formation bottom-hole zone modeling	Шум в данных по инклинометрии и ограниченность расчетных моделей в совокупности приводят к завышению ожидаемых нагрузок и избыточности требований к оборудованию Noise in directional survey data and limitations of design models, when combined, result in upward biases in expected loads and redundant requirements for the equipment	Использование DLS*-фильтрации для сглаживания профиля, модернизация расчетных моделей и методик верификации их коэффициентов DLS* filtering to smooth the profile, modernizing design models and verification techniques for their coefficients
	Неопределенность оптимальных и допустимых режимных параметров работы элементов КНК, в особенности фрезеров Uncertainty of optimum and allowable operating mode parameters of cracker line elements, especially mills	Взаимодействие с конструкторами и производителями оборудования, формирование скорректированной базы данных режимных параметров Cooperation with the developers and manufacturers of the equipment; forming corrected mode parameter database
	Ошибки в ПО Errors in the software	Оперативное взаимодействие с разработчиками с последующей доработкой и выпуском обновлений Operational cooperation with the developers with subsequent modification and update releases
	Наличие специфических элементов оборудования, особенности которых не учтены в расчетных моделях Specific equipment elements whose specific features are not considered in the design models	Разработка собственных физических моделей, описывающих поведение специфических элементов, с последующим проведением ОПИ* In-house development of physical models describing the specific elements' behavior and subsequent pilot tests
3. Моделирование целевой операции; адаптация и верификация модели 3. Target operation simulation; adjusting and verifying the model	Отсутствие физичности в реологических моделях жидкости при расчете транспортной способности Lack of physicality in rheological fluid models when calculating the transportation capacity	Доработка модели совместно с производителями ПК Model modification in cooperation with the software manufacturers
	Несовершенство моделей очистки горизонтального участка Imperfect models for horizontal section cleanout	Разработка методики очистки ННС* и ГС* с применением вязких пачек Developing a high-viscosity-pill based cleanout technique for directional and horizontal wells
	Неопределенность поведения буровой колонны в состоянии потери устойчивости Uncertainty of drill string buckling behavior	Доработка модуля путем ввода дополнительных зависимостей, отображаемых в графических отчетах Model modification by introducing additional dependencies indicated in graphic reports
	Противоречивость предоставляемых данных по весовым характеристикам ГНКТ для верификации Inconsistency of the coiled tubing weight data provided for verification	Разработка методики верификации результатов силового анализа ГНКТ Developing a verification technique for coiled tubing force analysis
4. Обработка результатов и формирование отчета 4. Processing the results and generating a report	Отсутствие удобного интерфейса отчетов для исполнителя No user-friendly report interface for the operator	Разработка структуры отчета под производственную специфику Developing report structure considering the production specifics

\* *Примечание.* DLS – пространственная интенсивность искривления ствола (от англ. dogleg severity); ОПИ – опытно-промышленные испытания; ННС – наклонно направленная скважина; ГС – горизонтальный ствол

\* *Note.* DLS – dogleg severity

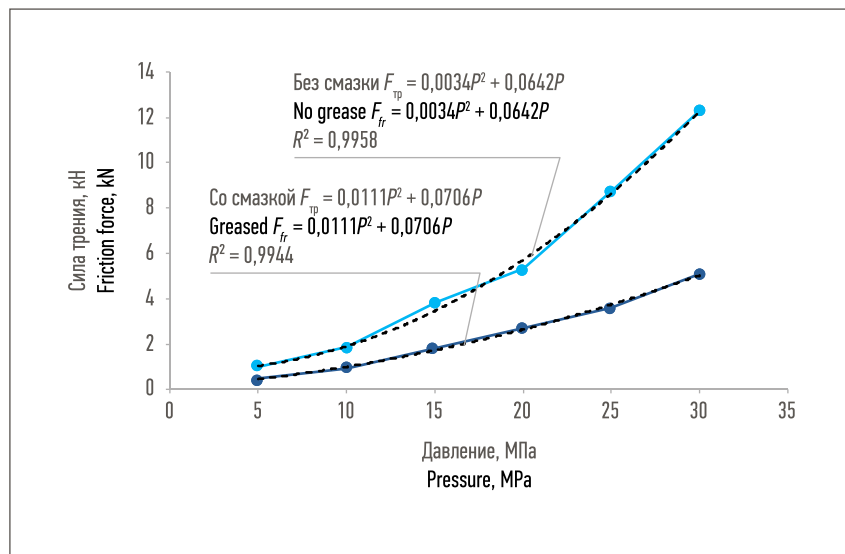


Рис. 1. Зависимость средней силы трения ГНКТ в УЭ [2] (со смазкой и без) без учета его износа от давления в герметизаторе, где  $F_{тр}$  – средняя сила трения, кН;  $P$  – давление в гидросистеме герметизатора, МПа;  $R^2$  – коэффициент детерминации  
Fig. 1. Curves for the average coiled tubing friction force in the packing element [2] (with and without grease) without considering its wear due to seal pressure, where  $F_{fr}$  – average friction force, kN;  $P$  – pressure in the seal’s hydraulic system, MPa;  $R^2$  – coefficient of determination

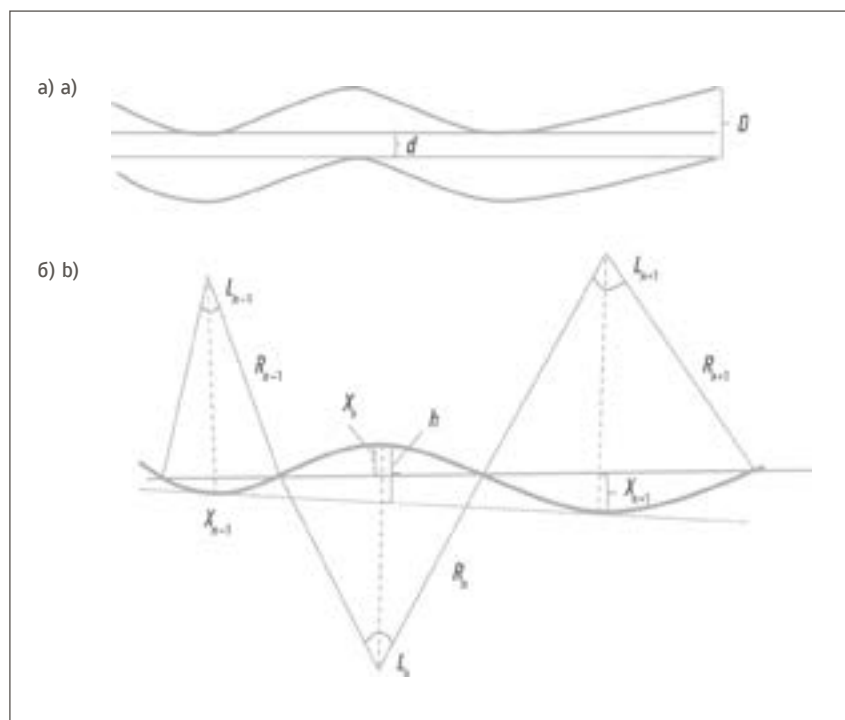


Рис. 2. Пример расчетной схемы DLS-фильтрации [3]: а) ГНКТ в искривленной скважине; б) применение DLS-фильтра, где  $L$  – пространственный угол в некоторой точке профиля;  $R$  – радиус искривления в некоторой точке профиля;  $X$  – амплитуда зашумленности в некоторой точке профиля;  $h$  – необходимый клиренс, обеспечивающий прямолинейность инструмента;  $d$  – наружный диаметр ГНКТ;  $D$  – внутренний диаметр ствола скважины;  $n$  – номер точки профиля  
Fig. 2. Example DLS filtering design diagram [3]: a) coiled tubing in a deviated hole; b) applying DLS filter, where  $L$  – dog leg in some point of the profile;  $R$  – angle-build rate in some point of the profile;  $X$  – noise level amplitude in some point of the profile;  $h$  – clearance needed to ensure the equipment straightness;  $d$  – outside diameter of the coiled tubing;  $D$  – inner diameter of the wellbore;  $n$  – profile point number

при планировании работ. Пример схемы вычислений при использовании DLS-фильтра приведен на рис. 2.

Для устранения описанного эффекта целесообразно произвести фильтрацию данных инклинометрии по значениям пространственного угла искривления. Чтобы достичь этой цели, ОИР ИТЦ был предложен трехступенчатый DLS-фильтр. Сущность первой ступени метода заключается в определении мест соприкосновения обсадной колонны (ОК) со стенкой скважины и идентификации прямолинейных и искривленных участков при условии, что ОК ведет себя как жесткое тело. На второй ступени аналогичным образом определяются места соприкосновения насосно-компрессорных труб (НКТ) с ОК, на третьей – ГНКТ с НКТ.

Трехмерное представление результата DLS-фильтрации показано на рис. 3.

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

С момента внедрения цифрового инжиниринга (с 2020 по 2021 г.) силами ИТЦ ООО «Газпром подземремонт Уренгой» решено более 250 комплексных задач, в числе которых оптимизация ремонтно-изоляционных работ, расчет и подбор элементов компоновок БК, инженерное сопровождение аварийных работ, блокирование скважин после гидравлического разрыва пласта (ГРП), оптимизация очистки наклонно направленных и горизонтальных скважин, фрезерование портов после многостадийного ГРП с ГНКТ и др. При этом качественным показателем полученного эффекта является снижение аварийности как по представленным направлениям поддержки (табл. 1), так и по ООО «Газпром подземремонт Уренгой» в целом.

Помимо рассмотренных в статье компетенций, которые уже охвачены цифровизацией, в компании существует отдельное направление, находящееся в стадии внедрения, – моделирование ГРП с использованием ПО «РН-ГРИД»



(ООО «РН-БашНИПнефть», Россия). Применение данной программы позволяет осуществлять дизайн планируемых операций, их реди-зайн с учетом фактических данных тестовых закачек, а также пост-обработку результатов с получением важной геолого-технической информации для последующих работ.

Кроме того, с 2020 г. в ИТЦ ООО «Газпром подземремонт Уренгой» организована разработка автоматизированной информационной системы (АИС), основные задачи которой:

- автоматизация планирования производства работ на основе укрупненных нормированных операций;
- автоматизация проведения планфактного анализа с выявлением факторов, снижающих эффективность и успешность выполнения работ;
- анализ применяемых технологий и оборудования на основе накопленной в базе знаний информации по ремонтам.

В перспективе развития компании планируется интеграция инжиниринга, АИС и парка контрольно-измерительных приборов и автоматики в единую систему – «цифровой двойник», открывающую возможность множественной оптимизации процессов на всех этапах производственного цикла.

## ВЫВОДЫ

Совершенно очевидно, что цифровой инжиниринг определяет вектор осознанного движения в будущее, но ко всему нужно

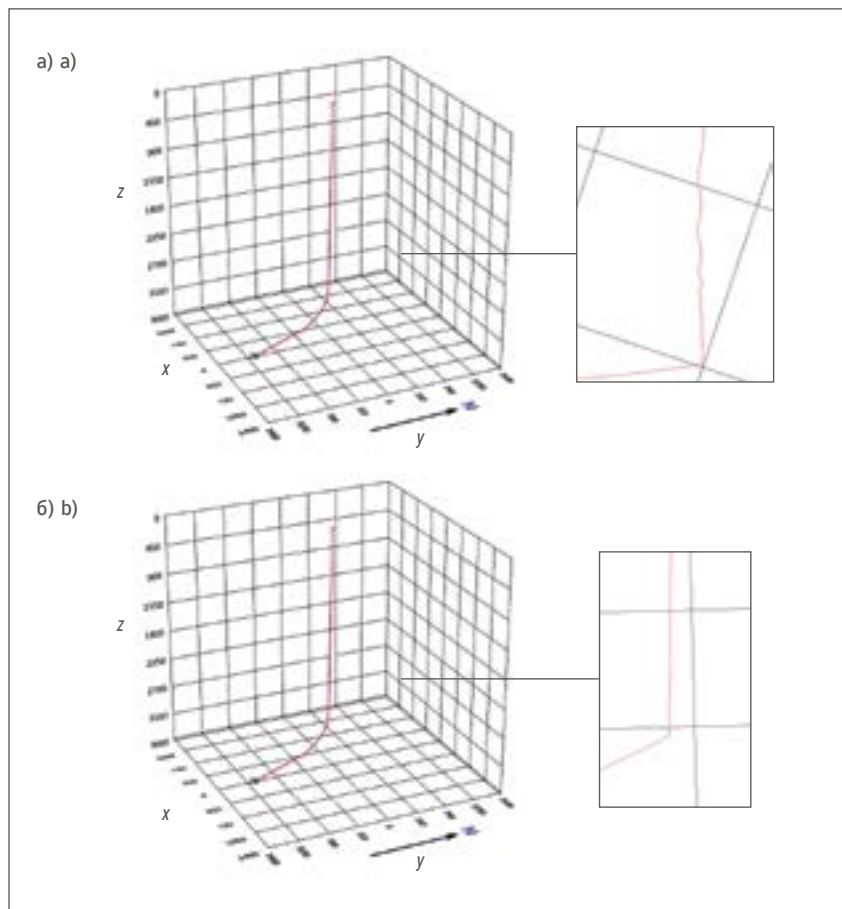


Рис. 3. Пример DLS-фильтрации данных инклинометрии: а) «зашумленный» профиль; б) профиль после использования DLS-фильтрации. По оси  $x$  показано направление «восток – запад», по оси  $y$  – «север – юг», по оси  $z$  – глубина скважины, м

Fig. 3. Example of DLS filtering of directional survey data: a) profile with high noise level; b) profile after applying DLS filtering. The  $x$ -axis indicates East-West direction,  $y$ -axis – North-South direction,  $z$ -axis – well depth, m

подходить взвешенно. Наличие экспертного мнения по-прежнему остается ключевым элементом успешности внедрения новых IT-технологий. Без него любые уникальные решения превращаются в малоэффективную, а порой и губительную поддержку произ-

водственного процесса. На каждом этапе интеграции цифрового инжиниринга мнение эксперта очень важно, т.к. именно оно определяет адекватность исходных данных и расчетной модели, а также правильную интерпретацию полученных результатов. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Валентинов А. Цифровой путь в будущее // Нефть России. 2020. № 1–2. С. 23–28.
2. Мацко А.В., Лукьянов В.Т., Близуков В.Ю. Определение сил трения при движении трубы через устьевой герметизатор в колтюбинговой установке // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 10. С. 13–15.
3. Wiktorski E., Tveiterå M., Sui D., Aadnoy B.S. Temperature dependent torque and drag for 3-D wells: Model description and field case study // ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering: Proceedings. Vol. 8. Polar and Arctic Sciences and Technology; Petroleum Technology. New York, NY, USA: ASME, 2017. Paper No.: V008T11A010. DOI: 10.1115/OMAEE2017-61230.

## REFERENCES

- (1) Valentinov A. Digital way to the future. *Oil of Russia* [Neft' Rossii]. 2020; (1–2): 23–28. (In Russian)
- (2) Matsko AV, Lukyanov VT, Bliznyukov VYu. Defining of friction forces when a pipe's movement through the wellhead hermetizer in a coiled tubing rig. *Onshore and Offshore Oil and Gas Well Construction* [Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more]. 2018; (10): 13–15. (In Russian)
- (3) Wiktorski E, Tveiterå M, Sui D, Aadnoy BS. Temperature dependent torque and drag for 3-D wells: Model description and field case study. In: *ASME 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering: Proceedings. Vol. 8. Polar and Arctic Sciences and Technology; Petroleum Technology*. New York, NY, USA: ASME; 2017. Paper No. V008T11A010.