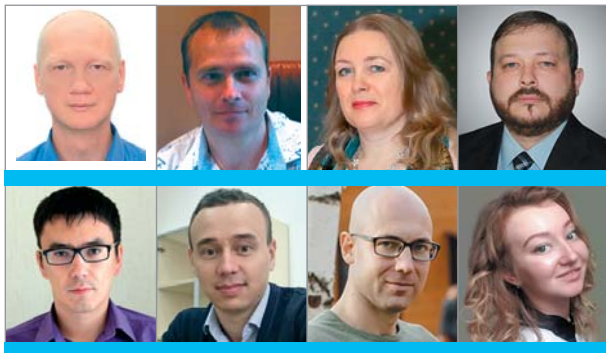


ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ И ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ*

в области инжиниринга бурения



Д.В. ПРОСКУРИН, руководитель сервисной службы по буровым растворам ООО «Бентонит Хакасии»

Е.В. БЕЛЕНКО, д.х.н., главный специалист по буровым растворам ООО «Бентонит Хакасии»

С.Г. МАРЬИНСКИХ, к.б.н., доцент кафедры общей и специальной химии Тюменского индустриального университета

Д.А. УДАЛЬЦОВ, главный эксперт отдела технологий и инжиниринга строительства скважин ООО «РН-ЦЭПИТР»

М.Ф. АХМЕТОВ, начальник управления инжиниринга бурения АО «Гипростокнефть»

Д.В. ЩЕРБАКОВ, заместитель начальника управления инжиниринга бурения АО «Гипростокнефть»

А.М. ЕРОХИН, руководитель экспертно-методической группы управления ИТ ООО «Петровайзер»

У.Д. КУДРЯВЦЕВА, эксперт-аналитик управления ИТ ООО «Петровайзер»

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли инжиниринговые услуги, связанные со строительством скважин, неотделимы от общих процессов внедрения прогрессивных технологий. С применением инноваций повышается результативность решения инжиниринговых задач. Помощь профессионалам, занятым на различных этапах бурения, призван оказать проект «Открытая профессиональная полемика». Это площадка для бизнес-общения, где каждый может сформулировать производственную проблему, вынести ее на обсуждение профессионального сообщества, найти необходимое технологическое решение.

В рамках подготовки полемики, посвященной вопросам инноваций в сфере инжиниринга бурения, в качестве экспертов мы привлекли специалистов из ведущих нефтегазовых компаний – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «КазМунайГаз», «Белоруснефть» и других организаций. На основе результатов опроса обозначены наиболее важные темы для обсуждения. К участию в полемике приглашены те, кто готов поднять острые вопросы, требующие решения, представить свои инновационные разработки и передовой опыт.

Предыдущая часть тематической дискуссии начиналась с вопроса, особую важность которого отметили и эксперты и участники полемики. Речь шла о несбалансированности и рассогласовании в сфере технического регулирования и стандартизации, о противоречиях в регламентирующей документации. Инициировали обсуждение данной темы специалисты управления технологий и инжиниринга строительства скважин ООО «РН-ЦЭПИТР».

В этот раз тему несовершенства нормативно-технической документации, регламентирующей нормирование физико-химических и технологических характеристик компонентов буровых растворов, поднимают специалисты ООО «Бентонит Хакасии» **Д.В. ПРОСКУРИН**, руководитель сервисной службы по буровым растворам и **Е.В. БЕЛЕНКО**, д.х.н., главный специалист по буровым растворам а также доцент кафедры общей и специальной химии Тюменского индустриального университета, к.б.н. **С.Г. МАРЬИНСКИХ**:

– В настоящее время в Российской Федерации сложилась неопределенная ситуация с нормированием физико-химических и технологических характеристик компонентов буровых растворов, в частности, с нормированием качества буровых марок бентопорошков (БП).

Нефтедобывающие предприятия, сервисные компании по буровым растворам, отраслевые проектные институты исполь-

зуют при нормировании свойств буровых марок бентопорошков ряд нормативно-технических документов (НТД), не согласованных между собой в том, что касается методики: многочисленные технические условия, ISO 13500:2008, ГОСТ Р 56946-2016. Чтобы разобраться в проблеме, достаточно провести сравнительный анализ технических требований к буровым глинопоршкам по этим нормативным документам (табл. 1).

В графе «Примечания» нами описаны проблемы, вызванные несоответствием в трех основных НТД, отвечающих за нормирование физико-химических и технологических характеристик компонентов буровых растворов. Особо стоит акцентировать внимание на несовершенствах и несоответствиях ГОСТ Р 56946-2016 «Материалы буровых растворов». Данный ГОСТ представляет собой комбинацию более ранних отечественных (ТУ 39-0147001-105-93, ВНИИКРнефть, 1993 г.) и зарубежных (ISO 13500, на основе API Specification 13A) регламентирующих документов, а также нововведений от разработчиков этого стандарта. Детальный анализ ГОСТ Р 56946-2016 позволил выявить следующие несоответствия в части, относящейся к буровым глинопоршкам:

■ предлагаемая приборная база не позволяет получать достоверные данные при определении ключевого параметра «Выход глинистого раствора»; при таких условиях возникают вопросы о воспроизводимости предлагаемой методики измерения;

■ недопустимое совмещение приборной базы из зарубежного стандарта ISO 13500:2008 с методиками оценки результатов, согласно устаревшему ТУ 39-0147001-105-93, регламентирующему оборудование, которое на сегодняшний день не производится серийно;

■ одновременное использование физически несопоставимых критериев качества БП, согласно стандарту API и российским нормативным документам предоставляет «лазейку» для отбора БП, обладающих высокой себестоимостью при недостаточном уровне качества.

Вследствие этого буровые растворы, приготовленные на основе бентопорошков, удовлетворяющих критериям качества согласно ГОСТ Р 56946-2016, обладают низкой транспортирующей способностью по отношению к частицам выбуренного шлама, что приводит к созданию аварийных ситуаций при бурении.

Применение ГОСТ Р 56946-2016 для нормирования качества других компонентов буровых растворов (крахмалов, полианионной целлюлозы) также имеет негативные отзывы от поставщиков. Отечественные производители компонентов буровых растворов, крупнейшие сервисные компании по буровым растворам, а также научные учреждения обращались в Федеральное агентство по техническому регулированию и ме-

трологии с просьбой рассмотреть возможность внесения правок в данный документ **.

На сегодняшний день требования ГОСТ Р 56946-2016 на территории РФ способствуют распространению порошков низкого качества, ограничивая тем самым присутствие на рынке продукции добросовестных отечественных производителей качественных материалов для бурения. Применение порошков недостаточно высокого качества, в свою очередь, может привести к возникновению аварий.

В то же время в России действует еще один ГОСТ 33565-2015 «Материалы, применяемые для приготовления и обработки буровых растворов на водной основе». Раздел данного ГОСТ, посвященный буровым бентопорошкам, согласован в плане методики с ISO 13500:2008. Показатели качества бентопорошков нормированы с учетом реальных условий бурения в РФ без жесткой привязки к качеству эталонного Вайомингского бентонита, что в целом отвечает интересам российских производителей качественных материалов для бурения и курсу на импортозамещение.

** Письмо в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии № 16-08-05 от 05.09.2016 «О существенных ошибках в ГОСТ Р 56946-2016» с вложениями. Подписано группой российских компаний.

Таблица 1
Требования к качеству буровых бентопорошков в различных НТД.

Показатели качества	ISO 13500: 2008			ГОСТ Р 56946-2016		ТУ 08.12.22-012-01424676-2019		Примечания
	БП мароч.	Необр. БП	ОСМА	БП	БП модиф.	ПБМА	ПБМБ	
Показание шкалы вискозиметра при 600 об/мин не менее, град	30		30	30	30			–
Пластическая вязкость мПа·с,		Не менее 10		5–10	10–12			Нормирование показателя в ГОСТ Р 56946-2016 не соответствует ISO 13500:2008 и приводится без обоснований. Диапазон 10–12 мПа·с – очень узкий, характерен скорее для калибровочных глин, используемых для проверки приборов.
Отношение предела текучести к пластической вязкости, не более	3	1,5	6	3	6			Данный показатель ниже 3 ед. характерен для БП, произведенных из природно-натриевого сырья, месторождения которых отсутствуют в РФ
Статическая фильтрация по API, не более, мл	15	12,5	16	15	10		16	Значение 10 мл для модифицированного БП согласно требований ГОСТ Р 56946-2016 не обосновано и не гармонизировано с другими НД (в т.ч. с ISO 13500:2008).
Мокрый ситовой остаток на сите 75 мкм, % не более	4		2,5	4	2,5			Стандарт измерений ISO 13500:2008
Мокрый ситовой остаток на сите 71 мкм, % не более						10	10	Российский стандарт измерений на сите №0071
Выход раствора с эффективной вязкостью 15 мПа·с, м³ из 1 т не менее				12	20	20	16	Выполнение измерений выхода раствора по ГОСТ Р 56946-2016 с методической точки зрения вызывает ряд вопросов.
Массовая доля песчаной фракции, % не более				10				–
Влажность, % не более						13	13	–
Допустимое наличие в составе полимерных модификаторов								Присутствие полимеров в составе БП ограничивает срок годности.

■ Не норм.; ■ Недопустимо; ■ Разрешено;

В связи с этим предлагаем к обсуждению вопрос по корректировке ГОСТ Р 56946-2016 в метрологической части, что допустимо, так как данный стандарт действует уже пять лет и возможен его пересмотр. По нашему мнению, внесение определенности в данный вопрос остро необходимо. В качестве варианта решения этой проблемы предлагаем рассмотреть возможность оставить действующим только ГОСТ 33565-2015.

Надеемся, что представители сервисных предприятий, для которых тема, озвученная специалистами ООО «Бентонит Хакасии» и Тюменского индустриального университета близка и понятна, не останутся в стороне и примут живое участие в дальнейшем обсуждении и решении проблем несовершенства нормативно-технических документов.

От качества компонентов буровых растворов напрямую зависит их эффективность и, следовательно, результативность всего процесса бурения. Инновационный способ определения оптимального набора требований к кольматантам – добавкам, призванным предупреждать поглощение буровых растворов, предлагают специалисты ООО «РН-ЦЭПИТР» – компании, обладающей новейшими IT-разработками в области бурового сервиса. О методике, основанной на одном из самых передовых на сегодняшний день решений в области Data Science, – применении обучаемых искусственных нейронных сетей (ИНС), позволяющей анализировать данные при ликвидации поглощений промывочных жидкостей и максимально эффективно противостоять осложнению, рассказывает главный эксперт отдела технологий и инжиниринга строительства скважин ООО «РН-ЦЭПИТР» Д.А. УДАЛЬЦОВ:

– Поглощение промывочных жидкостей является наиболее распространенным геологическим осложнением при строительстве скважин в периметре ПАО «НК «Роснефть». Чаще всего для ликвидации поглощений используются кольматационные составы (КС) на основе разнообразных кольматационных материалов (КМ).

Одной из задач в области ликвидации поглощений является подбор эффективных КС для конкретных геолого-технических условий. Подбор осуществляется на основе анализа базы данных по поглощениям. Анализ данных следует проводить без привязки к конкретным торговым маркам КМ, поскольку каждая подрядная организация использует свой набор КМ. Для этого необходимо определить, какие характеристики КМ играют решающую роль в проектировании эффективных КС.

Для определения оптимального набора требований к КМ были протестированы алгоритмы ИНС. Преимущество ИНС перед факторным анализом состоит в возможности быстрой оценки наличия зависимости выходных данных от большого набора входных. Для выполнения этой задачи была выбрана архитектура ИНС для задач по классификации.

В основе ИНС лежит математическая модель нейрона:

- входные данные;
- обработка данных с помощью «весов» для каждого сигнала;
- обработка входных данных при помощи математической операции с учетом «весов»;
- выдача выходного сигнала;
- анализ результатов подбора;
- подбор весов методом градиентного спуска.

Для обучения ИНС могут использоваться разные модели нейронов и их взаимосвязи, что позволяет увеличить точность модели. Подбор архитектуры ИНС осуществляется опытным путем.

В процессе обучения ИНС сравнивает результаты расчета с сигналом, который подается на выход. Чем ближе между собой эти величины, тем точнее ИНС может предсказать результат.

Задача специалиста по нейронным сетям – «заставить» ИНС найти взаимосвязи между входными и выходными данными за счет подготовки исходных данных и выбора архитектуры ИНС. Для установления этих взаимосвязей критичное значение имеет подготовка и качество исходных данных.

В данной работе в процессе подготовки все КМ в составе КС были классифицированы по следующим критериям (табл. 2):

- принцип работы и назначение;
- форма частиц;
- D90 максимального линейного размера частиц, мкм.

Концентрации КМ переведены из массовых в объемные. Концентрации реагентов одного класса просуммированы.

Чем лучше предложенный набор критериев характеризует эксплуатационные свойства КМ, тем точнее будет работать ИНС.

В данной работе в качестве входных данных использована информация об условиях применения КС, включая их состав.

Пример одной записи представлен на рис. 1.

Далее наборы данных переводятся в числовые векторы. Для этого текстовые данные, которые описывают условия применения КС, кодируются. Например, результаты работы КС кодируются в соответствии с тремя выходными классами следующим образом:

- ликвидировано: 0 0 1
- снижена интенсивность: 0 1 0
- отсутствие эффективности: 1 0 0

В результате преобразований все условия применения КС кодируются в числовом векторе следующего вида: [1 1 0 0 0 1 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 1 0 0 0 0 0 1 3629 1897 3629 1897 90 193 1566 3 1000 10 38 38 0 0 0 0 0 0 80 50 0 50 0 60 3 50 0 50 0 0 0 0 0 0].

На выход ИНС подается числовой вектор вида [0 1 0].

Таблица 2
Система классификации кольматационных материалов, использованная для обучения ИНС

№	Описание реагента	D90 максимального линейного размера, мкм	Класс
1	Гранулированный	<500	O1
2		500-1000	O2
3		1000-1500	O3
4		1500-2000	O4
5		2000-3000	O5
6		3000-4000	O6
7		4000-5000	O7
8		>5000	O8
9	Волокнистые	<1000	B1
10		1000-5000	B2
11		>5000	B3
12	Хлопьевидный	<1000	ХП1
13		1000-5000	ХП2
14		>5000	ХП3
15	Объемные наполнители		ОБ
16	Набухающие		НБ
17	Структурообразователи		СТ
18	Другие		ДР

Тип скважины :	ГС
Номер ликвидационной операции (в одной зоне поглощения) :	39
Глубина скважины по стволу, м :	1437
Глубина скважины по вертикали, м :	1088
Интервал :	ЭК
Интервал зоны поглощения (по стволу), м :	1360
Интервал зоны поглощения (по вертикали), м :	1048
Зенитный угол :	48
Азимут :	6
Склон от вертикали, м :	622
Работы на начало поглощения :	Промывка
КНБК в скважине :	Веронка НКТ 73 мм
Промывочная жидкость (ПЖ) :	Соленасщенный
Плотность ПЖ, г/см ³ = Плотность цементного раствора при УЦМ :	1000
Расход ПЖ, Q л/сек :	10
Интенсивность поглощения (начальн.), м ³ /ч :	26
Интенсивность поглощения пакки (конечн.), м ³ /ч :	10
V пакки - ЦМ, м ³ :	3
Основа пакки :	Рабочий БР
Способ доставки пакки/ЦМ в пласт :	На равновесие
Результат :	Снижена интенсивность
O1 :	0.0
O2 :	37.03703703703704
O3 :	0.0
O4 :	62.5
O5 :	0.0
O6 :	62.5
O7 :	0.0
O8 :	0.0
B1 :	28.606060606060602
B2 :	15.384615384615383
B3 :	13.333333333333334
XП1 :	0.0
XП2 :	0.0
XП3 :	0.0
ОБ :	0.0
НБ :	0.0
СТ :	0.0
ДР :	0.0

Рис. 1. Пример записи для обучения ИНС

Первоначально для обучения ИНС было использовано 437 записей реестра поглощений одного подрядчика на одном месторождении.

Методика обучения ИНС подразумевает, что набор данных разделяется на обучающую и тестовую части. Модель использует при обучении только обучающую часть данных (80 % от всех записей). Точность модели – доля верных ответов – рассчитывается на основе тестовой части данных.

На первом этапе работы за счет оптимизации архитектуры ИНС удалось увеличить точность предсказания эффективности КС с 56 до 75 %. Добавление в выборку данных 146 записей другого подрядчика с другим набором КМ, использованных на этом же месторождении, увеличило точность модели ИНС до 87 %, что считается очень хорошим результатом. Высокая точность ИНС доказывает, что предложенного набора характеристик КМ достаточно для оценки эффективности КС на их основе. Разработанные критерии позволили сформулировать новые требования к качеству КМ.

Для минимизации рисков осложнений ствола скважины на сложных проектах необходимо прогнозировать устойчивость стенок скважины при помощи построения геомеханической модели пород. Так каковы же возможности геомеханики в бурении и совпадают ли практика и теория? И, может быть, решить проблему можно проще, повысив плотность бурового раствора? Именно эту тему для обсуждения инициировали специалисты ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Комментарии по данному вопросу дает М.Ф. АХМЕТОВ, начальник управления инжиниринга бурения АО «Гипровостокнефть» – ведущего отраслевого комплексного института по проектно-изыскательским работам с 75-летней историей развития:

– Геомеханическое 1D-моделирование при проектировании строительства скважин позволяет обосновать график совмещенных давлений (включающий градиент обрушения, поглощения, ГРП), подобрать оптимальные параметры и режимы бурения. Это

делает возможным значительное снижение риска возникновения проблем, связанных с неустойчивостью стенок скважин.

Данные работы вошли в практику АО «Гипровостокнефть» с 2019 г. Как правило, достоверность таких моделей имеет приемлемый уровень, а прогнозы близки к результатам, полученным на практике.

По итогам бурения 1D-модель обновляется в соответствии с фактическими данными ГИС, инклинометрии, стратиграфии. Модель включает поле механических свойств пород – профили упруго-прочностных и пластических констант горных пород, поле естественного напряженно-деформированного состояния – распределение вертикального σ_v , максимального σ_{Hmax} и минимального σ_{hmin} горизонтального напряжения, азимут максимального напряжения в массиве горных пород и поровое давление.

В отличие от 3D-моделирования, геомеханическое 1D-моделирование не требует значительных финансовых и временных затрат. Дополнительные данные ГИС или анализ керна заметно повышают точность прогноза, но эти данные в большинстве случаев могут быть синтезированы на основании ранее проведенных исследований керна с соседних месторождений без потери качества моделирования. АО «Гипровостокнефть» самостоятельно проводит геомеханическое моделирование для нужд бурения с использованием программного обеспечения «Геомеханика» российского разработчика ООО «Литосфера». Моделирование проводится силами специалистов по бурению, в сложных случаях дополнительно привлекается консультант по петрофизике. Таким образом, геомеханическое 1D-моделирование – это действенный и относительно простой способ значительно снизить риски, связанные с неустойчивостью стенок скважины.

Еще одна злободневная проблема, озвученная специалистами БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» и АО «ТомскНИПИнефть», связана с возникновением аварий по причине усталостного износа бурильных труб. Предупреждение аварий, вызванных нарушениями в работе оборудования из-за его износа, – проблема решаемая, считает начальник управления инжиниринга бурения М.Ф. АХМЕТОВ (АО «Гипровостокнефть»). Он рассказывает о возможности оценки усталостного износа бурильных труб еще на этапе проектирования, что позволит предупредить аварии, вызванные обрывами бурильных труб:

– При проектировании строительства скважин АО «Гипровостокнефть» особое внимание уделяет предупреждению связанных с бурильными трубами аварий, так как на 73 % они обусловлены усталостным износом.

Предупреждение усталостного износа – проблема вполне прогнозируемая и решаемая. Оценка усталостного износа бурильных труб на этапе проектирования и планирования бурения позволяет определить риск усталостного разрушения бурильного инструмента. Исходя из степени риска принимаются соответствующие мероприятия для его минимизации. Как правило, достаточно выявить интервалы, в которых происходит наиболее интенсивный износ. Многочисленные исследования показали, что на усталостный износ оказывает влияние не только траектория скважины, но и осевая нагрузка на инструмент в процессе

бурения и спускоподъемных операций (СПО). Стандартные решения в этих случаях – корректировка траектории и выбор бурильных труб, соответствующих по характеристикам. В более сложных случаях необходимо планировать состав бурильной колонны таким образом, чтобы снизить осевые нагрузки и не допускать долгой работы отдельных бурильных труб в наиболее нагруженных участках. Опыт АО «Гипростокнефть» показал, что такие методы, как создание цифровых двойников бурильной колонны и индивидуальный учет накопленной усталости каждой трубы, как правило, избыточны и имеют смысл в ограниченном числе проектов.

Специалисты АО «Гипростокнефть» – крупнейшего инжинирингового центра, входящего в состав АО «Зарубежнефть», приняли участие в разработке еще одного уникального инновационного проекта – создании информационной системы управления бурением. Данный программный комплекс имеет достаточно обширный функционал и позволяет эффективно осуществлять управление процессом бурения. Д.В. ЩЕРБАКОВ, заместитель начальника управления инжиниринга бурения АО «Гипростокнефть», рассказал об участии института в крупном корпоративном проекте:

– Компания АО «Зарубежнефть» в сотрудничестве с ООО «Петровайзер» разработала и применяет информационную систему управления бурением (ИСУБ), которая состоит из нескольких модулей, охватывающих все этапы строительства скважин: планирование и подготовку к бурению, сопровождение бурения с контролем в режиме реального времени, а также сбор и хранение данных по скважине в цифровом формате. Благодаря данной системе имеется возможность доступа к информации всех заинтересованных участников для принятия решения на любом этапе жизненного цикла скважины.

В рамках развития ИСУБ АО «Гипростокнефть» приступает к разработке модуля предиктивного контроля процесса бурения, который предусматривает также функционал цифрового двойника.

Цифровой двойник – это цифровая расчетная модель скважины, которая обновляется фактическими данными с датчиков на скважине в режиме реального времени. Технология цифрового двойника позволит применять автоматизированные алгоритмы контроля и управления процессами бурения с минимальным участием человека.

Имеющаяся в АО «Зарубежнефть» информационная система управления бурением, которая уже включает в себя ряд элементов цифрового двойника, например, контроль нештатных ситуаций, доказала свою высокую эффективность, позволила повысить безопасность и снизить затраты на строительство скважин. Планируется дальнейшее развитие системы за счет разработки технологии цифровых двойников, а также элементов машинного обучения с внедрением в эксплуатацию в 2023 г.

Процесс развития и совершенствования технологий непрерывен, и творческий потенциал не имеет границ. Чтобы создать что-то новое, необходимо отойти от уже имеющихся шаблонов и найти нестандартный путь решения задачи. Именно такой, принципиально новый подход к организации работы на буровой и предложен специалистами ООО «Петровайзер». Руководитель экспертно-методической группы управления ИТ ООО «Петровайзер» А.М. ЕРОХИН:

– При строительстве скважин традиционно используются два подхода: отдельный сервис и генеральный подряд.

Раздельный сервис – оказание услуг по бурению по суточной ставке.

Плюсы:

- гибкое управление;
- возможность оптимизировать использование финансовых, временных и кадровых ресурсов при оперативном управлении;
- возможность получить экономию финансовых и временных ресурсов при проектировании (например, посредством извлечения уроков).

Недостатки:

- отсутствие прямой заинтересованности в оптимизации и ускорении процесса строительства скважины;
- необходимость нести дополнительные расходы на организацию командной работы на буровых;
- проведение тендеров по оказанию каждой конкретной услуги;
- увеличение (невозможность сокращения) управленческого аппарата.

Генеральный подряд – выполнение работ по строительству скважины «под ключ».

Плюсы:

- снижение нагрузки на управление;
- заинтересованность подрядчика в оптимизации всего процесса строительства и реконструкции скважины

Недостатки:

- значительные финансовые затраты;
- отсутствие полноценного контроля качества работ на скважине;
- затрудненность корректировки целей, оптимизации;
- отсутствие заинтересованности подрядчика в сборе и передаче качественных данных отчетности с буровой площадки (БП);
- ограничения в развитии собственных компетенций заказчика.

Данные методы являются классическими, давно испытанными и понятными для заказчика. Минусы нефтегазодобывающие компании научились компенсировать, работать с ними. Однако у заказчиков начал появляться запрос на новый подход в управлении, который сам по себе исключает минусы классических методов организации работ. Отказаться от проверенных методик в один момент рискованно и затратно, поэтому характер внедрения нового подхода должен быть эволюционным, а не революционным. Только при этих условиях у нововведений есть шанс.

Один из принципов, отвечающий данным требованиям, – использование «интегрированного» подхода, который внедрен в компании «Петровайзер». Его ключевое отличие от классических способов командной работы – обеспечение естественной заинтересованности сотрудников во взаимодействии и в оптимизации деятельности коллектива. Независимо от организационной структуры (генподряд или раздельный сервис) обеспечивается прозрачность процесса. Заказчик не изолирован от получения информации. Отсутствует необходимость создавать дополнительные уровни управления и надзора за работой на БП, что существенно снижает управленческие расходы.

Общая заинтересованность в результатах работы автоматически ликвидирует минусы, характерные для классических методов. Достигается это с помощью внедрения инструментов самостоятельной оценки сотрудником своей

работы на буровой. В классических подходах эффективность работы оценивают обычно «сверху вниз»: сотрудник на БП получает оценку постфактум, не имея возможности оперативного исправления, недопущения ошибок.

Для применения заказчиками «интегрированного» подхода к организации буровых работ в компании «Петровайзер» разработан программный комплекс «САТОРИ» (Система анализа технологических операций. Распознавание и интерпретация). ПК «САТОРИ» вносит ключевой элемент в информационно-супервайзерское сопровождение – возможность измерения, оценки своей работы каждым участником команды локально на БП, предоставляет аналитические инструменты для сотрудников офиса.

Для оценки эффективности строительства скважины достаточно данных ГТИ. Комплекс полностью автоматизирован. Доступ к ПК предоставляется каждому члену команды, а также управленческому составу компании заказчика.

Более подробно о внедрении, опыте и результатах использования программного комплекса «САТОРИ» рассказывает эксперт-аналитик управления ИТ ООО «Петровайзер» У.Д. КУДРЯВЦЕВА:

– На сегодняшний день ПК «САТОРИ» уже используется несколькими нефтедобывающими компаниями. В одной из них он внедрен на 100 %. Его использование позволяет сократить сроки строительства скважин с соблюдением норм и правил ОТ, ПБ и ООС за счет:

- принципиального снижения рисков принятия управленческих решений на основании неполной или искаженной первичной информации с БП по причине человеческого фактора;
- расширения возможностей принятия самостоятельных обоснованных решений командой на БП;
- выявления в полном объеме СНПВ (скрытое НПВ);
- формирования норм времени на выполнение работ;
- инструмента объективной оценки результатов управления строительством с помощью КПЭ;
- формирования ЛКС;
- недопущения СНПВ на этапе планирования и оперативного управления бурением.

Используя ПК на специализированных взрывозащищенных планшетах (рис. 2), каждый член команды на скважине имеет возможность:

- видеть план на смену и сравнивать его с фактическим выполнением;
- анализировать собственные успехи и успехи своих коллег при определении ключевых показателей эффективности;
- получать уведомления о ранних признаках НС (прихват, ГНВП, промыв, поглощение);
- отслеживать результаты ежедневных планерок;
- оперативно взаимодействовать с командой.

По результатам внедрения видно, что на БП команды стали более самостоятельными, ответственными. Горизонтальная и вертикальная коммуникации приобретают большую продуктивность. Инструмент измеряет эффективность работы конкретной смены вплоть до бурильщика на роторе, доступен каждому и дает сотрудникам, командам, управленцам объективный инструмент оценки своего труда, а также предоставляет возможность ценить и перенимать опыт других команд.

Сравнивая показатели и результаты работы до и после использования этого подхода, совместно с заказчиком мы выявили, что у каждого члена команды растет мотивация выполнять работу эффективно



Рис. 2. Взрывозащищенный планшет для использования услуги ПК «САТОРИ»

и качественно. Кооперация труда и возможность видеть и повышать свои КПЭ мотивирует команду развиваться – искать лучшие решения среди извлеченных уроков, формировать свои. Специалисты начинают ценить опыт других команд и применять его в своей работе.

При внедрении программного обеспечения мы применяем индивидуальный подход к каждому заказчику, учитывая его особенности. По опыту видно, что внедрения софта в виде поставки ПО и сопроводительной документации по его использованию недостаточно для реальной пользы. К примеру, простая поставка программы позволяет измерить СНПВ, но не способна предотвращать его. Поэтому компания «Петровайзер» комплексно подходит к предоставлению своих услуг: разделяет ответственность с заказчиком при внедрении информационной системы в реальные бизнес-процессы производства на всех уровнях и помогает адаптироваться к ним.

После внедрения ПК «САТОРИ» с таким принципом было зафиксировано устойчивое сокращение сроков строительства скважин. На основе специально разработанных КПЭ (около 280 показателей) мы сделали вывод, что внедрение ПО может быть эффективным только при условии вовлечения персонала в командную работу. В совокупности с прозрачными мотивацией и системой оценки высвобождается творческий потенциал специалистов.

Для заказчиков компании «Петровайзер» оказалась очень востребованной возможность реализации данного подхода «под ключ» – от супервайзинга и ГТИ до ИТ. Кроме того, внедрение ПК «САТОРИ» не требует отказа от классических подходов.

В заключение хочется подчеркнуть, что процесс разработки и внедрения инноваций всегда базируется на обмене передовым опытом, знаниями, идеями. Совместные усилия, направленные на решение самых острых проблем, предложения экспертов, профессиональные договоренности способны сдвинуть с мертвой точки самый, казалось бы, неразрешимый вопрос. Содействуя этому процессу, мы по мере накопления материала планируем продолжить публикацию информации о насущных проблемах, о новых технологических решениях и ценном опыте их применения.