

УДК 681.51:[622.24+622.276]

T.R. Mardaganiev¹; K.A. Pereskokov¹; A.F. Galiev^{1,2}, e-mail: GalievAF@bnipi.rosneft.ru;

I.R. Rafikov^{1,2}; F.A. Agzamov²

¹ ООО «РН-БашНИПнефть» (Уфа, Россия).

² Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Уфа, Россия).

Оптимизация технологических процессов бурения скважин и решения, реализуемые в цифровой автоматизированной системе

Целями исследования, результаты которого представлены в статье, являлись разработка и апробация методики оценки технического состояния ствола скважины в процессе бурения, позволяющей выбрать состав бурового раствора в зависимости от геологического разреза, максимально снижающей возможные риски, обусловленные стабильностью ствола скважины при бурении и спуске обсадных труб, а также оценка качества принимаемых технологических решений в области оптимизации строительства скважин в интервале спуска промежуточной и эксплуатационной колонн для осуществления мониторинга со стороны проектной организации.

Ключевой задачей для достижения указанной цели является корректный подбор параметров, включающий совместное рассмотрение профильных, геологических и технологических данных, дающих возможность по результатам анализа прогнозировать и при необходимости корректировать проектные (программные) требования. Привлечение дополнительной информации при обработке данных позволяет повысить достоверность результатов решения обратной задачи по подбору компонентного состава технологических жидкостей в зависимости от геологического разреза. Возможность определения технологической эффективности рабочего раствора, содержащего различные ингибиторы, позволяет предложить пути сокращения непроизводительного времени при бурении скважин путем снижения числа внеплановых промывок и проработок в процессе бурения и подготовки ствола к спуску обсадной колонны.

Практический аспект данной работы выражен в создании методики оценки ресурсов и рисков в предложенной системе категоризации интервалов в зависимости от их литологического состава, а также в упрощении процесса оценки большого количества однотипных интервалов за счет подбора общих расчетных параметров. Методика учитывает циклические нагрузки, связанные с продолжительностью времени бурения.

Обработка азимутальных данных по профилям и проложению пробуренных скважин подтвердила ранее обнаруженные геомеханические направления стрессовых напряжений в терригенных отложениях юрской, триасовой и пермской систем, что позволит разработать рациональную траекторию ствола скважины и повысить качество технических решений, применяемых при проектировании или планировании работ для строительства скважин. Для стандартизации процессов мониторинга, анализа и создания базы данных предложена реализация представленной методики в формате цифровой автоматизированной системы.

Ключевые слова: мониторинг бурения, прогнозирование осложнений, терригенные отложения, минимизация рисков осложнений, спуск обсадных труб.

.....

T.R. Mardaganiev¹; K.A. Pereskokov¹; A.F. Galiev^{1,2}, e-mail: GalievAF@bnipi.rosneft.ru;

I.R. Rafikov^{1,2}; F.A. Agzamov²

¹ RN-BashNIPIneft LLC (Ufa, Russia).

² Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University" (Ufa, Russia).

Technological Factors Optimization of the Drilling Process and Solutions Implemented in a Digital Automated System

The purposes of the study, the results of which are presented in the article, were the development and testing of a methodology for evaluating the technical condition of the wellbore during drilling, which allows to analyze and select the optimal composition of the flushing liquid, to minimize possible risks associated with the stability of the wellbore during drilling and lowering of casing pipes, and to evaluate the quality of technological decisions made

in the field of well construction optimization in the interval of intermediate and production strings descent for monitoring by the design organization.

The key task in this problem is the correct selection of parameters, including joint consideration of core, geological and technological data allowing to predict from the analysis and, if necessary, adjust project (program) requirements. Attraction of additional information during data processing increases the amount of reliable information, and the results of solving the inverse problem of selecting the component composition of technological liquids depending on the geological section becomes more reliable. The ability to determine the technological efficiency of the working solution containing various inhibitors allows us to suggest ways to reduce unproductive time during well drilling by reducing unscheduled washes and wiper trips during drilling and preparing the barrel for casing descent.

The practical aspect of this work is expressed in the development of assessment methods resources and risks in the proposed system of intervals categorization depending on their lithological composition, as well as simplifying the process of evaluating a large number similar intervals due to the selection of common calculation parameters. Methodology takes into account cyclic loads associated with the length of the drilling time.

Processing azimuth data on profiles and drilling wells confirmed previously discovered geomechanical stress directions stresses in terrigenous sediments of the Jurassic, Triassic and Perm systems, which will achieve high quality technical solutions used in design or work planning. To standardize monitoring processes, analysis and creation of a database, the methodology is proposed to be implemented through digital automated systems.

Keywords: drilling monitoring, complications prediction, terrigenous deposits, minimizing the risks of complications, lowering casing pipes.

ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции часто сопровождается осложнениями. Реализация существующей технологии строительства [1–4] позволила успешно пробурить несколько скважин с большим отходом от вертикали и протяженностью горизонтальных стволов 1000 м, но при этом не удалось избежать значительного количества осложнений как при бурении скважин, так и при спуске обсадных колонн.

Накопленный опыт бурения скважин на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова, а также результаты обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов показывают, что осложнения при бурении в основном вызваны геологическими причинами в неустойчивых горных породах и поглощающих горизонтах.

Интервалы поглощений приурочены в первую очередь к карбонатным трещиновато-кавернозным отложениям, начинающимся с артинского яруса (P_{1ar}) и распространяющимся вплоть до гре-

бенского горизонта (S_{2gr}). Зоны неустойчивых отложений (терригенные породы с низкой механической прочностью, склонные к разупрочнению по плоскостям напластования при контакте с водной фазой промывочных жидкостей) связаны главным образом с двумя интервалами бурения:

- под промежуточную колонну – с интервалом, охватывающим юрскую, триасовую и пермскую системы, характеризующиеся сложным строением и высокой литологической изменчивостью, представленные слабоцементированными песками, глинами и алевролитами;
- под эксплуатационную колонну – с интервалом, охватывающим тиманский горизонт (D_{3tm}), сложенный зеленовато-серыми и коричневыми сланцеватыми и оскольчатыми аргиллитами. В основании горизонта прослеживается прослой известняка, репер – верхний известняк. Мощность отложений тиманского горизонта составляет 25–100 м. Саргаевский горизонт (D_{3sr}) представлен серыми, зеленовато-серыми, кристаллическими, пелитоморфными известняками, иногда

тонкозернистыми, глинистыми, трещиноватыми, с битуминозными прослойками и прослойками темно- и зеленовато-серых известковистых аргиллитов.

Стандартные подходы к оценке геологических рисков для данных месторождений оказались недостаточно эффективными [4]. Опыт проектирования и строительства горизонтальных скважин глубиной по вертикали более 4000 м в сложных горно-геологических условиях показал необходимость применения более эффективных методов. Кроме того, при бурении в интервале промежуточной колонны через неустойчивые глинистые разрезы к буровым растворам предъявляются дополнительные требования, такие как повышение ингибирующих свойств за счет органических и неорганических ингибиторов, обеспечение высокой транспортирующей способности, предотвращение диспергирования выбуренной породы. Наилучшие результаты показывают недиспергирующие, хлоркалийевые растворы, а также буровые растворы на углеводородной основе (РУО).

Ссылка для цитирования (for citation):

Мардаганиев Т.Р., Перескоков К.А., Галиев А.Ф., Рафиков И.Р., Агзамов Ф.А. Оптимизация технологических процессов бурения скважин и решения, реализуемые в цифровой автоматизированной системе // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 13–25.

Mardaganiev T.R., Pereskovkov K.A., Galiev A.F., Rafikov I.R., Agzamov F.A. Technological Factors Optimization of the Drilling Process and Solutions Implemented in a Digital Automated System. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(1–2):13–25. (In Russ.)

Таблица 1. Геологические данные под промежуточную колонну – разбивка на пачки
Table 1. Geological data for intermediate string – breakdown into formation members

Стратиграфия Stratigraphy		Индекс Index	Литоология Lithology	Категория пород Rocks category	Коэффициент каверности (по данным, полученным в результате применения гидрофрива пласта) Cavernosity ratio (according to data obtained as a result of hydraulic fracturing)	Глубина по вертикали, м Vertical depth, m		Предложенные пачки Proposed formation members	Мощность, м Thickness, m
Система System	Отделы Divisions					От From	До To		
Юрская Jurassic	Верхнеюрский Upper Jurassic	J ₃	Глины – 30–70 %, алевролиты – 30–60 %, песчаник – 10–50 % Clays – 30–70 %, siltstones – 30–60 %, sandstone – 10–50 %	Мягкие Soft	1,35	610	780	I – 610–1010 м (m)	170
	Нижнеюрские, среднеюрские Lower Jurassic, Middle Jurassic	J ₁ + J ₂		Мягкие Soft	1,35	780	880		100
Триас Trias	Верхнетриасовый Upper Triassic	T ₃	Глина – 15–70 %, алевролит – 20–60 %, песчаник – 25–60 % Clay – 15–70 %, siltstone – 20–60 %, sandstone – 25–60 %	Мягкие; средней твердости, мягкие Soft; medium hardness, soft	1,15	880	1709	II – 1010–1300 м (m)	829
	Среднетриасовый Middle Triassic	T _{2an}	Глина – 15–70 %, алевролит – 20–60 %, песчаник – 25–60 % Clay – 15–70 %, siltstone – 20–60 %, sandstone – 25–60 %	Мягкие; средней твердости, мягкие Soft; medium hardness, soft	1,15	1709	1770	III – 1300–1815 м (m)	61
	Нижнетриасовый (харальейская свита) Lower Triassic (Kharaleyskaya suite)	T _{1hr}		Мягкие; средней твердости, мягкие Soft; medium hardness, soft	1,15	1770	1850		80
Пермская Permian	Нижнетриасовый (чаркабожская свита) Lower Triassic (Charkabozhskaya suite)	T _{1cb}	Глина – 45–100 %, аргиллит – 5–10 %, алевролит – 15–30 %, песчаник – 5–20 %, угли – 5–85 % Clay – 45–100 %, mudstone – 5–10 %, alleurolite – 15–30 %, sandstone – 5–20 %, coal – 5–85 %	Мягкие; средней твердости, мягкие Soft; medium hardness, soft	1,15	1850	2110	IV – 1815–2200 м (m)	260
	Верхнепермский Upper Permian	P ₂		Средней твердости Medium hardness	1,25	2110	2200		90
	Кунгурский ярус Kungurian stage	P _{1k}	Глина – 40–60 %, аргиллит – 5–20 %, алевролит – 25–40 %, песчаник – 20 %, угли – 5 % Clay – 40–60 %, mudstone – 5–20 %, siltstone – 25–40 %, sandstone – 20 %, coal – 5 %	Средней твердости Medium hardness	1,18	2200	2370	V – 2200–2284 м (m)	170
Артинский ярус Artinskian stage	P _{1ar}		Глина – 15–50 %, аргиллит – 5 %, алевролит – 15–60 %, песчаник – 5–15 %, известняк – 45–80 %, известняк глинистый – 40–50 % Clay – 15–50 %, mudstone – 5 %, siltstone – 15–60 %, sandstone – 5–15 %, limestone – 45–80 %, clayey limestone – 40–50 %	Средней твердости Medium hardness	1,08	2370	2408	VI – 2284 м (m) – до забоя (to the bottom hole)	38

Таблица 2. Пример формы сбора информации по выбранным критериям
 Table 2. An example of a form for collecting information on the selected criteria

Особенности компоновки низа буровой колонны Characteristics of the bottomhole assembly	Рейс 1 Round trip 1			Рейс 2 Round trip 2		
	Элемент компоновки низа буровой колонны Bottomhole assembly element	Диаметр, мм Diameter, mm	Длина, м Length, m	Элемент компоновки низа буровой колонны Bottomhole assembly element	Диаметр, мм Diameter, mm	Длина, м Length, m
	Долото Drilling bit	d_1	l_1	Долото Drilling bit	d_1	l_1
	Винтовой забойный двигатель Downhole drilling motor	d_2	l_2	Винтовой забойный двигатель Downhole drilling motor	d_2	l_2
	Калибратор лопастный спиральный Spiral vane calibrator	d_3	l_3	Калибратор лопастный спиральный Spiral vane calibrator	d_3	l_3
...	
Режим бурения Drilling mode						
Расход, л/с Flow rate, l/s	Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	...
Площадь насадок, см ² Total flow area, cm ²	s_1	–	–	s_2	–	–
Механическая скорость, м/ч Drilling rate, m/h	V_1	–	–	V_2	–	–
Буровой раствор Drill mud						
Тип бурового раствора Drill mud type	n					
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	ρ_1	ρ_2	ρ_3	ρ_4	ρ_5	...
Фильтратоотдача бурового раствора, см ³ /30 мин Drill mud filtrate return, cm ³ /30 min	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5	...
Время Time						
Дата начала операции Operation start date	Date1	Date2	Date3	Date4	Date5	...
Общее накопленное время (с начала бурения скважины), ч Total accumulated time (from the beginning of well drilling), h	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	...
Общая продолжительность (с начала бурения секции), сут Total duration (from the beginning of section drilling), days	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	...
Непроизводительное время (ремонт, простои и др.), ч Non-productive time (repairs, downtime, etc.), h	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	...

Окончание табл. 2 – на стр. 16
 The end of the table 2 – on page 16

Окончание. Начало табл. 2 – на стр. 15

The end of the table 2. The begin of the table – on page 15

Глубина по стволу, м Depth out, m	Возраст пород Rocks age	Результаты кавернометрии Caliper logging results		Содержание породы (по шламограмме), % Rock content (by sludge diagram), %					Зенитный угол Inclination angle	Этапы строительства скважин Well construction stages						
		Геофизические исследования скважин 1 Geophysical well logging 1	Геофизические исследования скважин 2 Geophysical well logging 2	Порода 1 Rock 1	Порода 2 Rock 2	Порода 3 Rock 3	Порода ... Rock ...	Этап 1 Stage 1		Этап 2 Stage 2	Этап 3 Stage 3	Этап 4 Stage 4	Этап 5 Stage 5	Этап ... Stage ...	Этап n Stage n	
H_1	Мел Cretaceous	ДС1-1	ДС2-1	x_1	y_1	z_1	r_1	α_1	t_1	t_2	t_3		t_5	...	Кавернограмма Caliper log curve	
H_2		ДС1-2	ДС2-2	x_2	y_2	z_2	r_2	α_2	t_1	t_2	t_3		t_5			
H_3		ДС1-3	ДС2-3	x_3	y_3	z_3	r_3	α_3	t_2	t_2	t_3		t_5			
H_4		ДС1-4	ДС2-4	x_4	y_4	z_4	r_4	α_4				t_4	$t_5 - t_4$			
H_5		Юра Jurassic	ДС1-5	ДС2-5	x_5	y_5	z_5	r_5	α_5			t_4	$t_5 - t_4$			
H_6			ДС1-6	ДС2-6	x_6	y_6	z_6	r_6	α_6			t_4	$t_5 - t_4$			
...	Бурение Drilling	Подъем	Спуск	Бурение Drilling	Подъем	...	Геофизические исследования скважин 1 Geophysical well logging 1	

Примечание: ДС – диаметр открытого ствола скважины, мм.

Note: ДС – open hole diameter, mm.

- непробуренный интервал; участок ниже/выше интервала хождения долота
undrilled interval; section below/above the interval of the drilling bit stroke
- интервал бурения
drilling interval
- интервал затяжек/посадок при спуско-подъемных операциях, пройденный «на сухую»
drag/setting interval during round trips carried out “on dry”

- интервал проработок в местах затяжек и посадок
wiper trips interval in the area of drags and settings
- интервал проработок
wiper trips interval
- интервал свободного хождения инструмента при спуско-подъемных операциях
interval of the tool free movement during round tripping operations
- $t_1, \dots, t_5 - t_4$ – время пребывания участка в необсаженном состоянии, сут
area dwell time in open state, days

В связи с изложенным стала очевидной необходимость разработать методику оценки сложности ствола скважины с учетом геологического разреза, заключающуюся в моделировании и анализе литологии горной породы после воздействия на нее бурового раствора и циклических нагрузок, возникающих в процессе бурения [5].

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОСЛОЖНЕННОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА

Разработанная авторами статьи методика включает математические алгоритмы и численное моделирование технологических факторов строительства скважин согласно данным гео-

лого-технологических исследований (ГТИ). Основной алгоритм методики – выбор и корректировка компонентного состава бурового раствора, обеспечивающего наибольшее время стабильного (устойчивого) состояния ствола скважины в литологическом разрезе. Реализация данной задачи потребовала комплексной оценки процесса бурения

21-23
АПРЕЛЯ 2021

КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68


РЕСТЭК®
высшее качество





Таблица 3. Пример оценки внепланового времени проработок при спуско-подъемных операциях и спуске обсадных колонн


Table 3. An example of an estimate of the unplanned wiper trips time during tripping process and lowering of casing strings


Интервал, м Interval, m	Содержание породы, % Rock content, %			Технологическая операция Technological operation												
				Бурение Drilling	Спуско-подъемные операции (подъем) Tripping process (trip-out)	Спуско-подъемные операции (спуск) Tripping process (trip)	Бурение Drilling	Спуско-подъемные операции (подъем) Tripping process (trip-out)	Геофизические работы Geophysical works	Спуско-подъемные операции (спуск) Tripping process (trip)	Бурение Drilling	Спуско-подъемные операции (подъем) Tripping process (trip-out)	Спуско-подъемные операции (спуск) Tripping process (trip)	Бурение Drilling	Спуско-подъемные операции (подъем) Tripping process (trip-out)	Спуско-подъемные операции (спуск) Tripping process (trip)
				Время пребывания ствола в необсаженном состоянии, сут Wellbore dwell time in open state, days												
500–510	50		50	2,45	2,67	2,98		4,91		5,85		9,33	10,01		13,43	15,48
510–520	50		50	2,45	2,67	2,98		4,91		5,85		9,33	10,01		13,43	15,48
520–530	50	2*	50	2,45	2,67	2,98		4,91		5,85		9,33	10,01		13,43	15,48
530–540	60		40	2,45	2,67	2,98	-	4,91	-	5,85	-	9,33	10,01	-	13,43	15,48
540–550	60		40	2,45	2,67	2,98		4,91		5,85		9,33	10,01		13,43	15,48
550–560	65		35	2,45	2,67	2,98		4,91		5,85		9,33	10,01		13,43	15,48
560–570	65		35	2,45	2,67	2,98		4,91		5,85		9,33	10,01		13,43	15,48


 – интервал свободного хождения инструмента при спуско-подъемных операциях
interval of the tool free movement during round tripping operations

 – интервал затяжек/посадок при спуско-подъемных операциях, пройденный «на сухую»
drag/setting interval during round trips carried out "on dry"

 – интервал проработок
wiper trips interval

 – интервал проработок в местах затяжек и посадок
wiper trips interval in the area of drags and settings

 – интервал бурения
drilling interval

 – режим проработки перед наращиванием
wiper trip mode before the drill-pipe connection

и технологических решений с применением разработанной методики.

В целом предлагаемая методика представляет собой многоуровневый подход, объединяющий четыре блока, этапы реализации которых зависят от детальной обработки геолого-технологической информации, полученной в результате бурения скважин, и построения модели, позволяющей в наглядной форме визуализировать данные о технологических операциях, компонентном составе бурового раствора, осуществлять контроль показателей бурения, а также ситуационный мониторинг для принятия управленческих решений.

Применение новой методики позволяет оценить влияние литологического раз-

реза на техническое состояние ствола скважины, корректировать технологические мероприятия на конкретных участках, масштабнo оценить геолого-технические риски, выделить интервалы осложнений. В конечном итоге это повышает качество технологических решений в проектных документах, что, в свою очередь, влияет на срок и качество строительства скважин.

По результатам обработки фактических данных разрабатываются и выдаются:

- рекомендации по оптимизации компонентного состава бурового раствора в зависимости от стабильности открытого ствола скважины;
- дополнительные требования к технологическим операциям и параметрам;

- перечень необходимых мероприятий при бурении и подготовке скважин к спуску обсадных колонн.

Предложенные решения анализируются по данным фактически пробуренных скважин, на основе чего определяются эффективные практики проводки для конкретной скважины или на данном участке месторождения.

В рамках исследования был проведен анализ геолого-технологических показателей 60 скважин с применением предложенной методики. В целях оценки устойчивости стенок скважин после их разбивки на пакки был разработан алгоритм моделирования (рис. 1), позволяющий определить влияние компонентного состава бурового раствора на устойчивость ствола сква-

Таблица 4. Сравнение технологических показателей с рекомендованными требованиями

Table 4. Comparison of technological indicators with the recommended requirements

Пачка Formation member	Интервал, м Interval, m	Сравнение данных Data comparison	Плотность ρ , г/см ³ Density ρ , g/cm ³		Условная вязкость, с Assumed viscosity, s		Фильтратоотдача, мл/30 мин Filtrate return, ml/30 min		pH	Концентрация бентонита в буровом растворе (МБТ), кг/м ³ Mud bentonite test, kg/m ³
			От From	До To	От From	До To	От From	До To		
I	610–1010	План Project	1,11	1,12	51	53	5,0	5,0	9,0	≤35
		Факт Actual	1,11	1,12	53	57	5,0	5,0	9,0	25
II	1010–1300	План Project	1,12	1,15	52	68	5,0	5,6	8,5	≤49
		Факт Actual	1,12	1,13	52	53	5,0	5,4	9,0	32
III	1300–1815	План Project	1,15	1,17	52	54	5,4	5,6	8,5	≤31
		Факт Actual	1,15	1,17	53	53	4,4	5,4	8,0	35
IV	1815–2200	План Project	1,18	1,19	46	52	5,2	5,4	8,0	49
		Факт Actual	1,17	1,21	53	57	4,4	4,4	8,0	49
V	2200–2284	План Project	1,18	1,21	50	57	5,2	5,2	8,0	56
		Факт Actual	1,21	1,21	57	51	4,2	4,4	8,0	42
VI	2284 – забой (to the bottom hole)	План Project	1,19	1,21	51	60	4,8	5,0	8,0	58
		Факт Actual	1,21	1,21	51	59	4,4	4,4	8,0	42

жины выбранного интервала. Результатом применения алгоритма является получение данных в виде статистического отчета.

Стоит отметить, что совместная обработка и интерпретация литологических и технологических данных позволяет выработать подход к повышению качества бурения и подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны в сложных горно-геологических условиях.

Этапы реализации предложенной методики

На первом этапе работы проводится выявление связи геологических факторов и технологических операций с привязкой к траектории ствола скважины.

На втором этапе выполняется расчет баланса времени: определение времени, требуемого на проведение промывок/проработок во время бурения,

при спуско-подъемных операциях и спуске обсадной колонны.

На третьем этапе осуществляется выбор оптимального состава бурового раствора, обеспечивающий наибольшее время стабильности анализируемого интервала.

В ходе четвертого этапа вычисляется значение комплексного параметра, характеризующего качество бурения и подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны, для чего предлагается использовать формулу:

$$K_{\text{узв}} = \frac{(T_1 + T_2) \cdot 100}{H}, \quad (1)$$

где $K_{\text{узв}}$ – коэффициент учета затрат времени, ч/100 м; T_1 – время, расходуемое на внеплановые промывки/проработки для ликвидации затяжек и посадок в течение шаблонировки, ч; T_2 – время, расходуемое на спуск обсадной колонны в интервале исследования, ч; H – интервал исследования, м.

Значения $K_{\text{узв}}$ используются в дальнейшем при выдаче рекомендаций для указанного интервала.

По мнению авторов, алгоритм реализации предлагаемой методики может быть дополнен еще одним, дополнительным этапом, на котором на основании полученных результатов и при наличии геомеханической модели месторождения или его участка могут быть выявлены зоны, имеющие одинаковые стрессовые направления напряжений в горной породе.

Группирование интервалов по схожим литологическим разрезам позволяет учесть риски при дальнейшем бурении и прогнозировании геологических осложнений.

Результаты применения методики на примере скважины месторождения имени Р. Требса

Результаты применения методики продемонстрированы на примере одной

Таблица 5. Расход ингибиторов (инкапсуляторы, микроколматанты)
Table 5. Consumption of inhibitors (encapsulators, microcolmatants)

Параметр Characteristic	Интервал 610–1010 м (I пачка) Interval 610–1010 m (I formation member)		Интервал 1010–1300 м (II пачка) Interval 1010–1300 m (II formation member)			Интервал 1300–1815 м (III пачка) Interval 1300–1815 m (III formation member)			Интервал 1815–2200 м (IV пачка) Interval 1815–2200 m (IV formation member)			Интервал 2200–2284 м (V пачка) Interval 2200–2284 m (V formation member)			Интервал 2284 м – до забоя (VI пачка) Interval 2284 m – to the bottom hole (VI formation member)				
	Концентрация ингибиторов, кг/м ³ Inhibitor concentration, kg/m ³																		
	План Project	Факт Actual	Разница Difference	План Project	Факт Actual	Разница Difference	План Project	Факт Actual	Разница Difference	План Project	Факт Actual	Разница Difference	План Project	Факт Actual	Разница Difference	План Project	Факт Actual	Разница Difference	
Объем бурового раствора, м ³ Drilling mud volume, m ³	125 с 324 мм 158 м ³ 125 from 324 mm 158 m ³	149 с 324 мм 100 м ³ 149 from 324 mm 100 m ³	–	163 с 324 мм 158 м ³ 163 from 324 mm 158 m ³	181 с 324 мм 100 м ³ 181 from 324 mm 100 m ³	–	230 с 324 мм 158 м ³ 230 from 324 mm 158 m ³	221 с 324 мм 100 м ³ 221 from 324 mm 100 m ³	–	263 с 324 мм 158 м ³ 263 from 324 mm 158 m ³	253 с 324 мм 100 м ³ 253 from 324 mm 100 m ³	–	263 с 324 мм 158 м ³ 263 from 324 mm 158 m ³	262 с 324 мм 100 м ³ 262 from 324 mm 100 m ³	–	263 с 324 мм 158 м ³ 263 from 324 mm 158 m ³	261 с 324 мм 100 м ³ 261 from 324 mm 100 m ³	–	
Тип бурового раствора Drilling mud type	1	0	0	0	0	0	0,8	0	–0,8	8,4	0,9	–7,5	9,8	1,1	–8,7	9,8	1,0	–8,8	
	2	4,6	4,3	–0,3	4,6	9,5	4,9	10,9	16,3	5,4	12,1	16,8	4,7	12,7	18,6	5,9	12,7	16,4	3,7
	3	0	0	0	1,9	1,6	–0,3	6,3	9,1	2,8	6,2	10,2	4,0	6,5	10,9	4,4	6,5	8,3	1,8
	4	2,2	2,0	–0,2	1,7	2,7	1,0	3,6	4,6	1,0	3,2	5,1	1,9	3,6	5,2	1,6	3,6	4,7	1,1
	5	0,5	0,6	0,1	0,4	2,2	1,8	1,5	4,9	3,4	1,8	5,2	3,4	5,8	5,1	–0,7	5,8	4,8	–1,0

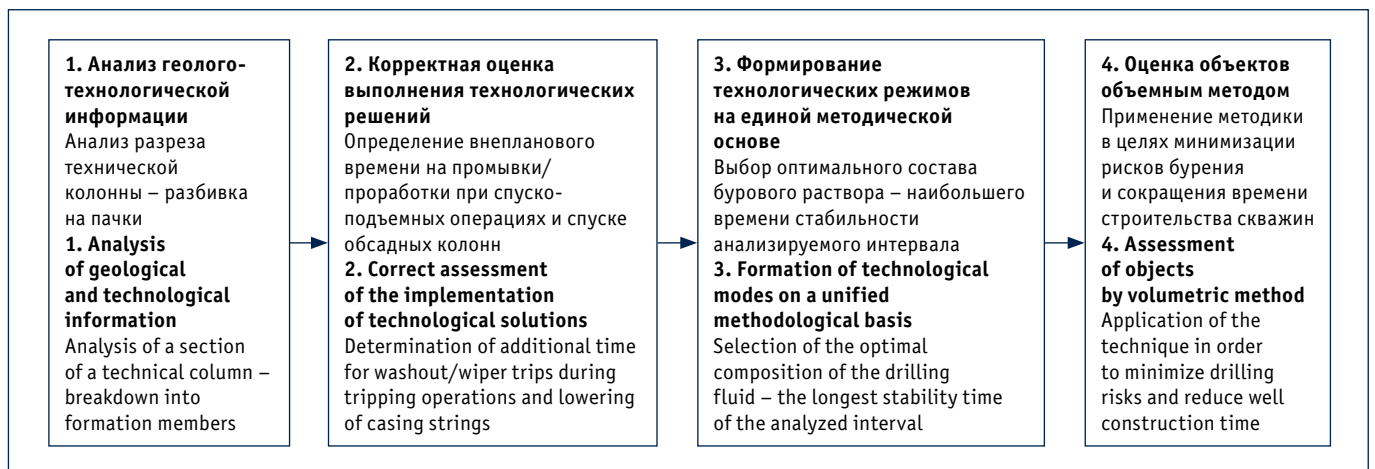


Рис. 1. Алгоритм моделирования (процедура детальной оценки ресурсной базы основывается на выборе наибольшего времени стабильности рассматриваемых интервалов)
Fig. 1. Simulation algorithm (the procedure for a detailed assessment of the resource base is stand on the choice of the longest stability time of the intervals under consideration)

из скважин месторождения имени Р. Требса в интервале 510–2505 м (табл. 1–7).
В целях повышения качества обрабатываемой информации в интервале осложненного участка при изучении литологического состава шаг по профилю был принят равным 10 м, баланс календарного времени оценивался

по текущей эффективности технологических показателей.
Было установлено, что в интервале 610–2505 м произведено шесть технологических спуско-подъемных операций через каждые 300 м бурения. На рис. 2 представлен анализ влияния технологических параметров и шаблонов перед спуском обсадной ко-

лонны на устойчивость горных пород при бурении.
В целях повышения эффективности и скорости бурения промежуточной колонны необходимо производить стандартные технологические операции при стабильном состоянии открытого ствола скважины. Применение предложенной методики в ходе обра-



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



2021 **24–28**
мая

МЕТАЛЛООБРАБОТКА

21-я международная специализированная выставка
«Оборудование, приборы и инструменты
для металлообрабатывающей промышленности»

www.metobr-expo.ru

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



Таблица 6. Влияние компонентного состава бурового раствора на устойчивость открытого ствола скважины в интервале 510–1010 м по данным 2015–2020 гг.
Table 6. Influence of the component composition of the drilling fluid on the stability of an open wellbore in the interval 510–1010 m according to 2015–2020 data

Четверть азимутального направления	Номер скважины	Геология Geology	Зенитный угол, ° Inclination angle, °		Механическая скорость V, м/ч	Расход Q, л/с	Фильтратоотдача, мл/30 мин		Концентрация бентонита в буровом растворе (МВТ), кг/м³	Типы ингибиторов, инкапсуляторов, микрокоагулянтов, кг/м³ Types of inhibitors, encapsulators, microcoagulants, kg/m³					Коэффициент учета затрат времени K _{звф} ч/100 м Coefficient of accounting for the time consumption K _{звф} h/100 m	Концентрация бентонита в буровом растворе (МВТ), кг/м³ Mud bentonite test, kg/m³	
			От From	До To			От From	До To		1	2	3	4	5			6
4	K1	Глина – 30–70 %, алевролит – 40–55 %, песчаник – 25–60 % Clay – 30–70 %, siltstone – 40–55 %, sandstone – 25–60 %	18	20	28	50	6,6	5,8	38	1,5	0	1,3	0	0	0	4,8	15,58
1	K2	Глина – 10–60 %, алевролит – 15–30 %, песчаник – 35–80 % Clay – 10–60 %, siltstone – 15–30 %, sandstone – 35–80 %	15	15	37	45	5,4	5,2	28	2,6	3,4	3,2	0	8,7	0	3,9	12,92
1	K3	Глина – 40–75 %, алевролит – 20–35 %, песчаник – 40–50 % Clay – 40–75 %, siltstone – 20–35 %, sandstone – 40–50 %	0	0	21	45	5,4	5,4	24	0,2	0	0,2	0	0	0	6,3	17,2
2	K4	Глина – 10–40 %, алевролит – 10–20 %, песчаник – 80–90 % Clay – 10–40 %, siltstone – 10–20 %, sandstone – 80–90 %	21	23	48	48	5,9	5,5	39	3,4	4,7	3,5	6,7	9,5	0	13,3	12,8
2	K5	Глина – 40–50 %, алевролит – 10–20 %, песок – 50–100 % Clay – 40–50 %, siltstone – 10–20 %, sand – 50–100 %	19	22	46	46	5,6	5	42	1,4	0	2,1	4,9	0	0	8,3	13,4
2	K6	Глина – 15–30 %, алевролит – 10–20 %, песчаник – 70–100 % Clay – 15–30 %, siltstone – 10–20 %, sandstone – 70–100 %	18	29	35	49	6	6,4	46	0	0	1,3	2,8	2,3	0	12,3	20,2

- интервал свободного хождения инструмента при спуско-подъемных операциях
interval of the tool free movement during round tripping operations
- интервал затяжек/посадок при спуско-подъемных операциях, пройденный «на сухую»
drag/setting interval during round trips carried out "on dry"
- интервал промывок
washout interval
- интервал проработок
wiper trips interval
- интервал проработок в местах затяжек и посадок
wiper trips interval in the area of drags and settings
- интервал бурения
drilling interval

Таблица 7. Ключевые показатели эффективности
Table 7. Key performance indicators

Год Year	Куст Cluster	Номер скважины Well number	Интервал бурения, м Drilling interval, m	Проходка, м Sinking by boring, m	Время механического бурения Net time on bottom				Время наращивания, ч Time of adding length, h	Количество спуско-подъемных операций Number of pipe trippings	Время дополнительной циркуляции, ч Additional circulation time, h								Геофизические работы Geophysical works	Спуск обсадной колонны Lowering of casing string	Выход на режим + подготовительные-заканчивательные работы перед цементированием Process stabilization + preparatory and final works before cementing	Ремонт Repair	Прочие Others	Коэффициент учета затрат времени $K_{увр}$ ч/100 м Coefficient of accounting for the time consumption $K_{увр}$ h/100 m	Время строительства скважины, сут Well construction time, days					
					Слайд Slide	Ротор Rotary	Всего Total	В процессе бурения White drilling			В процессе спуско-подъемных операций In the process of a pipe tripping	Внеплановые Off-schedule	В процессе бурения White drilling	В процессе спуско-подъемных операций In the process of a pipe tripping	Внеплановые Off-schedule	В процессе бурения White drilling	В процессе спуско-подъемных операций In the process of a pipe tripping	Внеплановые Off-schedule								%	В процессе бурения White drilling	В процессе спуско-подъемных операций In the process of a pipe tripping	Внеплановые Off-schedule	%
2015	А	К1	510–2512	2002	11	23	36	77	47	13	9	37	10	17	14	4	35	9	34	9	34	9	34	9	34	3	29	22	5,3	15,6
2016	Б	К2	510–2480	1970	12	17	59	83	71	23	11	29	9	14	12	4	22	7	35	11	35	11	35	11	3	6	0	5,0	12,9	
2017	С	К3	510–2454	1944	5	9	54	91	59	12	13	47	10	12	31	7	34	7	15	13	0	80	3	106	0	106	0	9,0	19,8	
2018	Д	К4	510–2490	1980	2	4	49	96	51	16	14	24	7	17	12	4	27	8	15	21	0	47	7	11	19	18	7,2	13,5		
2019	Е	К5	510–2530	2020	20	19	87	81	107	21	12	42	8	12	21	4	41	8	12	95	18	86	2	48	18	11,0	21,8			
2020	Ж	К6	610–2505	1895	8	10	73	90	81	17	11	34	7	12	8	2	40	8	0	28	0	60	2	17	6	12,6	20,3			

ботки технологических параметров, оптимизирующих цикл бурения, позволяет достичь значительного сокращения сроков бурения при подборке (корректировке) рецептур буровых растворов. Параметры бурового раствора в процессе бурения приведены в табл. 4, из которой видно, что реологические характеристики раствора находятся на уровне плановых требований. В табл. 5 приведен расход ингибиторов (инкапсуляторов, микрокольматантов), используемых для приготовления и обработки бурового раствора. Данные таблицы свидетельствуют о том, что расход превышал плановые требования, но оставался в пределах погрешности. В табл. 6 приведены данные о влиянии компонентного состава бурового раствора на техническое состояние открытого ствола скважины. В методике реализуется подход с использованием индивидуальных составов бурового раствора для каждой скважины, что позволяет учитывать одновременно особенности более шести скважин, имеющих разные геолого-физические характеристики.

Из табл. 6 видно, что в интервале бурения 510–1010 м во второй четверти азимутального направления наименьший коэффициент учета затрат времени наблюдается на скважине К6. Полученные значения технологических параметров (данные режима бурения, параметры бурового раствора) будут использованы при выдаче рекомендаций для условленного интервала бурения.

Было также установлено, что наименьшее стрессовое напряжение образуется по азимуту «310–320 ° северо-запад – 130–140 ° юго-восток», что совпадает с результатами анализа данных, полученных на пробуренных скважинах, по предложенной методике. Анализ данных 60 скважин показал сходимость результатов, полученных с помощью применения методики прогноза рисков, и результатов геомеханического моделирования (рис. 3).

Среднее время цикла бурения типовых скважин в интервале промежуточной колонны на месторождении имени Р. Требса составляет, по данным 2015–2020 гг., 21 сут при глубине скважины около 1970 м. Из табл. 7 видно,

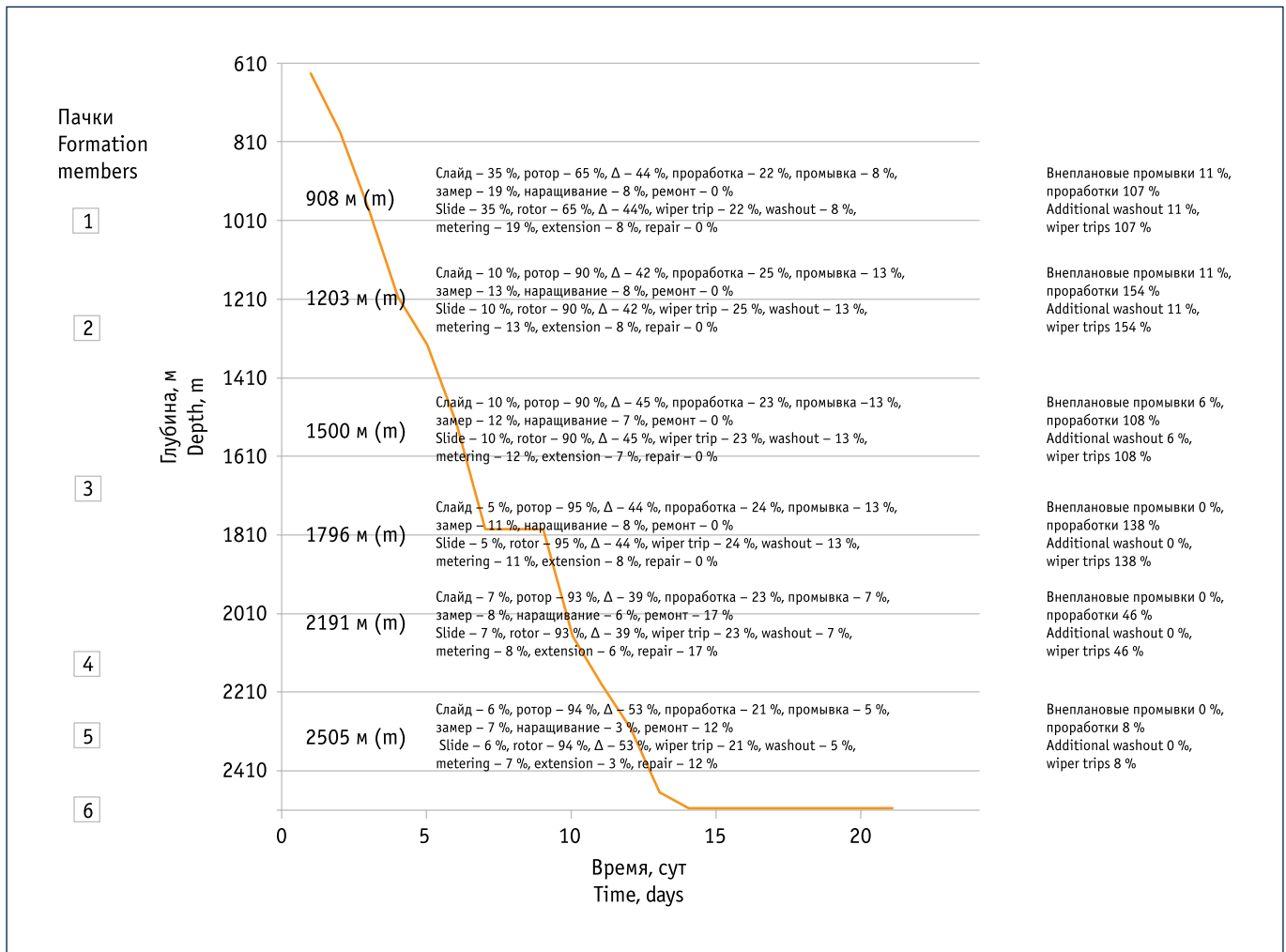


Рис. 2. График «глубина – день» ствола скважины с учетом внеплановых промывок/проработок в интервале 610–2505 м
Fig. 2. Diagram “depth – day” of the wellbore, taking into account additional washout/wiper trips in the interval of 610–2505 m

что предложенная методика позволяет на основе измерения и оценки текущей эффективности по какому-либо показателю оптимизировать исследуемую операцию. Для этого необходимо определить текущее состояние рассматриваемого показателя, выявить исключения, выполнявшиеся дольше других, и на этом основании определить наилучший показатель, являющийся целью для оптимизации всех последующих операций. Таким образом достигается итерационное повышение производительности и последовательное сокращение затраченного времени на текущие операции на основе полученного опыта и стремления к наилучшему результату. При этом следует учитывать, что оптимизация и повышение эффективности заключаются не только в более быстром выполнении опера-

ций – стандартные операции нужно также выполнять безопасно и в то же время стабильно. Таким образом, нужно стремиться к однородности выполнения операций, т.е. стандартная операция должна выполняться примерно за одно и то же время.

ВЫВОДЫ

1. Предложена методика оценки технического состояния ствола скважины в процессе бурения, позволяющая выбрать компонентный состав бурового раствора в зависимости от литологического разреза и технологических показателей бурения под промежуточную колонну, направленная на снижение технологических рисков за счет повышения устойчивости стенок скважины и снижения внеплановых промывок/проработок.

2. Применение предлагаемой методики с учетом разномасштабной геолого-технологической информации (разделение по интервалам, пачкам бурения) и проведением расчетов позволит минимизировать риски осложнений, сократить время строительства скважин и подготовки оптимальной системы разработки, а также эффективно оценить риски по каждому интервалу и по всему стволу.
3. Оценка влияния азимутальных углов на устойчивость стенок скважин по данным ранее пробуренных скважин является дополнительным инструментом для прогноза стрессовых направлений.
4. Предлагаемая методика позволяет провести оптимизацию рецептур буровых растворов и обеспечить подбор максимально эффективных компонентных составов ингибиторов (инкапсуляторов и микрокожматантов), обеспечи-

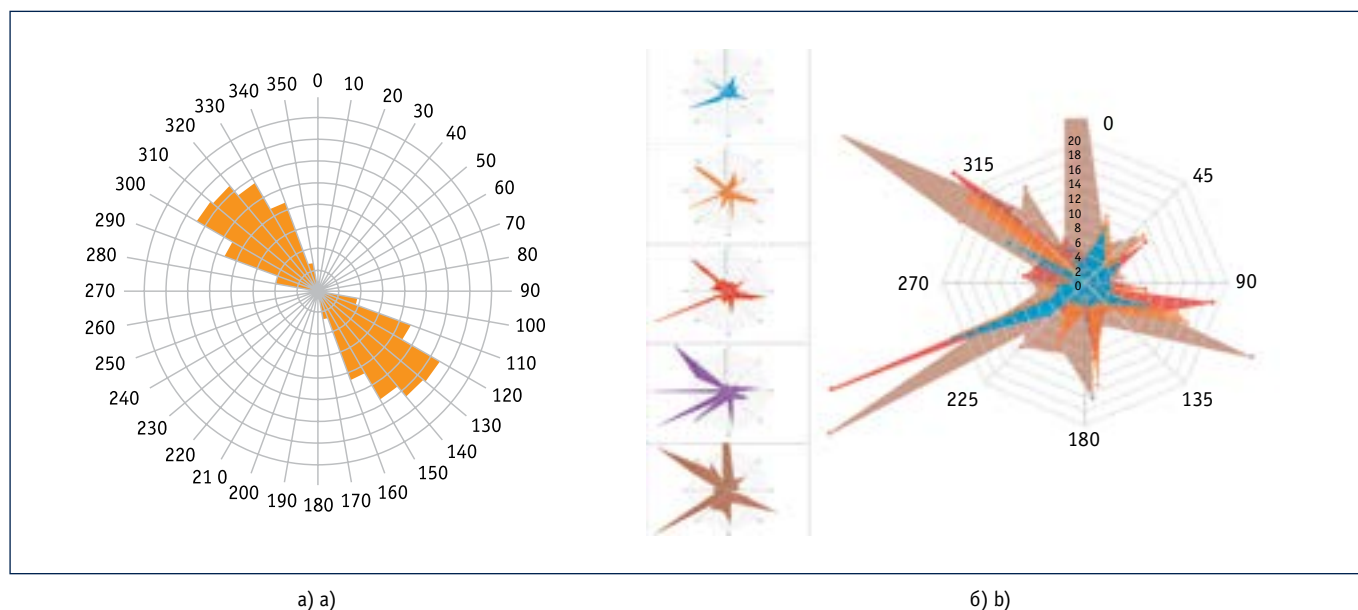


Рис. 3. Визуализация процесса анализа направлений стрессового напряжения: а) прогнозного; б) фактического
 Fig. 3. Visualization of the process of analyzing the directions of stress strain: a) predictive; b) actual

вающих устойчивость ствола скважины, а также минимизировать риски осложнения и внеплановые промывки/проработки при бурении и спуске обсадных труб.

5. Проведена апробация методики оценки технического состояния ствола скважины в процессе бурения. Показано, что предложенная методика позволяет выбрать оптимальный состав промывочной жидкости, максимально снижающий возможные риски,

связанные со стабильностью ствола скважины при бурении и спуске обсадных труб.

6. В настоящее время предложенный подход применяется на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова для определения интервала строительства промежуточной колонны. Методика позволяет корректно оценивать потенциал, сочетание применяемого компонентного состава и эффективно проектировать мероприятия как в крат-

косрочном, так и долгосрочном планах. По результатам опытно-промысловых работ, проводимых для внедрения технологических решений при бурении под эксплуатационную колонну, и на основе приобретенного опыта планируется предложенные решения обновлять и совершенствовать. Усовершенствованную методику планируется реализовать в корпоративном программном обеспечении, составной модуль – автономно.

Литература:

1. Левинсон Л.М., Акбулатов Т.О., Левинсон М.Л., Хасанов Р.А. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2013. 156 с.
2. Левинсон Л.М., Габдрахманова К.Ф., Зиганшин С.С. Проектирование профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин с помощью программных продуктов. Уфа: Издательский дом «Академия Естествознания», 2014. 112 с.
3. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В. и др. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
4. Билинчук А.В., Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н. и др. Формирование геологического рейтинга бурения скважин – основа планирования комплексного проекта развития актива // Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 10–12.
5. Галиев А.Ф., Агзамов Ф.А. Анализ процесса бурения скважины под техническую колонну на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 9. С. 9–14.

References:

1. Levinson L.M., Akbulatov T.O., Levinson M.L., Khasanov R.A. Construction and Navigation of Complex-Profile Wells. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University; 2013. (In Russ.)
2. Levinson L.M., Gabdrakhmanova K.F., Ziganshin S.S. Design of Profiles of Directional and Horizontal Wells Using Software Products. Ufa: Publishing House "Academy of Natural Sciences"; 2014. (In Russ.)
3. Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V. et al. Borehole Stability Prediction to Avoid Drilling Failures. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry]. 2016;(6):70–73. (In Russ.)
4. Bilinchuk A.V., Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N. et al. The Geological Well Drilling Rating as the Basis for the Comprehensive Asset Development Planning. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry]. 2015;(12):10–12. (In Russ.)
5. Galiev A.F., Agzamov F.A. Analysis of a Well Drilling Process for a Technical Casing String in the Fields Named After R. Trebs and A. Titov. Stroitel'stvo neftnyakh i gazovykh skvazhin na sushe i na more [Construction of Oil and Gas Wells on Land and Offshore]. 2018;(9):9–14. (In Russ.)