

© Коллектив авторов,
2025



УДК 622.24
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-132-145>

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЗНАКОВ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ В ПОДДЕРЖКУ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ РАСЧЛЕНЕННОГО ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ТРЕЩИННОГО ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОЛЛЕКТОРА

П.В. Ястребов*, Д.С. Петрова, А.А. Цой, А.Н. Петров, А.С. Продан

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. На рассматриваемом месторождении в ходе бурения зафиксированы осложнения в виде дифференциальных прихватов коротажных инструментов, затяжек и посадок при спускоподъёмных операциях, а также поглощений бурового раствора различной природы и интенсивности. Ввиду того что подходы для ликвидации данного набора осложнений противоположны друг другу, выдача рекомендаций на бурение новых скважин крайне затруднительна для данного разреза.

Цель. Разработка подхода для комплексного анализа буровых осложнений, а также выявление их причин с использованием дополнительной информации, не входящей в стандартный процесс геомеханического моделирования.

Материалы и методы. Исследование проведено для миоценовых и палеозойских отложений. Разработанный подход является дополнением к стандартному геомеханическому моделированию и основывается на привлечении дополнительных данных: геотехнические исследования (ГИ), информация о ходе осложнений, физические и химические параметры бурового раствора.

Результаты. Построена геомеханическая модель для рассматриваемых скважин, выявлены механизмы различных видов осложнений и выданы рекомендации на бурение новых скважин.

Заключение. Привлечение дополнительных данных в поддержку геомеханического моделирования даёт ценную информацию о причинах осложнений и позволяет существенно расширить список рекомендаций.

Ключевые слова: устойчивость ствола скважины, осложнения при бурении, реактивные глины, поглощения бурового раствора, трещинный коллектор, палеозой

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ястребов П.В., Петрова Д.С., Цой А.А., Петров А.Н., Продан А.С. Выявление признаков осложнений при бурении в поддержку 1D геомеханического моделирования на примере расчлененного осадочного чехла и трещинного палеозойского коллектора. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):132–145. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-132-145>

Статья поступила в редакцию 27.08.2025

Принята к публикации 10.09.2025

Опубликована 26.12.2025

DRILLING COMPLICATIONS IDENTIFICATION IN SUPPORT OF 1D GEOMECHANICAL MODELING
IN A COMPARTMENTALIZED SEDIMENTARY SECTION AND FRACTURED PALEOZOIC RESERVOIR

Pavel V. Iastrebov*, Daria S. Petrova, Anton A. Tsoy, Alexander N. Petrov, Artem S. Prodan

Gazprom нефть company group, RF, Saint-Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. At the considered field, complications in the form of differential sticking, tight hole events and slack offs during tripping operations, as well as mud losses of various origin and intensity were recorded during drilling. In view of the fact that approaches to eliminate a given set of complications conflict with each other, drilling recommendations suggestion is extremely difficult for a given cross-section.

Aim. Approach for comprehensive analysis of drilling complications development as well as their causes identification using additional information not included in the standard geomechanical modeling workflow.

Materials and methods. The study was carried out for Miocene and Paleozoic sediments. The developed approach is complementary to the standard geomechanical modeling and is based on the additional data introduction: mud logging, information on the complication development process, physical and chemical parameters of the drilling mud.

Results. A geomechanical model for the considered wells is built, the mechanisms of different types of complications are identified and recommendations for drilling new wells are given.

Conclusion. Additional data introduction in support of geomechanical modeling provides valuable information on the causes of complications and allows for a substantial expansion of the drilling recommendations list.

Keywords: Wellbore stability, drilling complications, reactive clays, mud losses, fractured reservoir, Paleozoic

Conflict of interest: The authors declare that there is no conflict of interest

For citation: Iastrebov P.V., Petrova D.S., Tsoy A.A., Petrov A.N., Prodan A.S. Drilling complications identification in support of 1D geomechanical modeling in a compartmentalized sedimentary section and fractured Paleozoic reservoir. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2025;10(4):132–145. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-132-145>

Manuscript received 27.08.2025

Accepted 10.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

На основании аудита данных и анализа истории бурения скважин на рассматриваемом месторождении установлен ряд осложнений в интервале эксплуатационной колонны. Среди них дифференциальные прихваты, а также наличие заклинок колонны при бурении в одних и тех же стратиграфических интервалах, что предполагает противоположные методы ликвидации таких осложнений и существенно влияет на стабильность ствола скважины. Помимо этого, на месторождении зафиксирована сложная ситуация с поглощениями, поскольку их интенсивность и объёмы при первичном ознакомлении не зависят напрямую от плотности бурового раствора и эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП). Из-за наличия различных видов осложнений в рамках одного интервала предложено проведение углублённого анализа осложнений не только при помощи стандартных геомеханических расчётов, но и с привлечением дополнительных данных: реологических и химических параметров бурового раствора, используемых реагентов, а также параметров бурения. На основе этого комплекса данных проводится установление основных причин, которые приводят к осложнениям, что позволяет не только выявить границы проблемной области, но и подобрать соответствующее решение для безаварийного бурения. В итоге на основе подготовленного обзора осложнений формируется свод рекомендаций по бурению, а также флаговая кривая с зонами с наибольшим риском для каждого типа осложнений.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ОСЛОЖНЕНИЙ

В ходе анализа установлено, что осложнения имеют различное происхождение в зависимости от комплекса условий

в соответствующих пластах и приурочены к разным литологическим зонам (рис. 1).

Зона 1 осложнена наличием переслаивающихся углистых прослоев, характеризующихся невысокими прочностными свойствами. Из-за этого предположительно наблюдаются скачки в показаниях каверномера. Также этот интервал характеризуется небольшими объемами поглощения бурового раствора.

В **зоне 2** высокие показания каверномера наблюдаются на достаточно больших интервалах глубин (до 100–150 м). Здесь же выделяются 2–3 интервала с высокой долей глинистых минералов. В пределах этой зоны наблюдаются затяжки в скважинах с наибольшими зенитными углами. Кроме того, на этом участке увеличиваются объёмы поглощений бурового раствора, общие объёмы которых составляют 76,5 м³.

ДЛЯ БЕЗАВАРИЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ОПЕРАТИВНОГО УСТРАНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ СПУСКОПОДЪЁМНЫХ ОПЕРАЦИЙ, ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД, ВКЛЮЧАЮЩИЙ СТАНДАРТНЫЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ИЗБЕЖАТЬ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИХВАТОВ ОБОРУДОВАНИЯ, И ДАННЫЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА, С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СИТУАЦИЙ ЕГО ПОГЛОЩЕНИЯ.

Зона 3 (миоценовые отложения) согласно собранной статистике характеризуется наибольшим по количеству и разнообразию типов осложнений, возникающих при бурении и спускоподъемных операциях. Во всех скважинах, кроме ХЗ, зафиксированы затяжки с превышением нагрузки на величину от 30 до 180 т. В двух скважинах зафиксированы дифференциальные прихваты. Кроме того, поглощения бурового раствора в проницаемых поровых коллекторах составляют 96,5 м³, а в трещинных коллекторах — 31 м³.

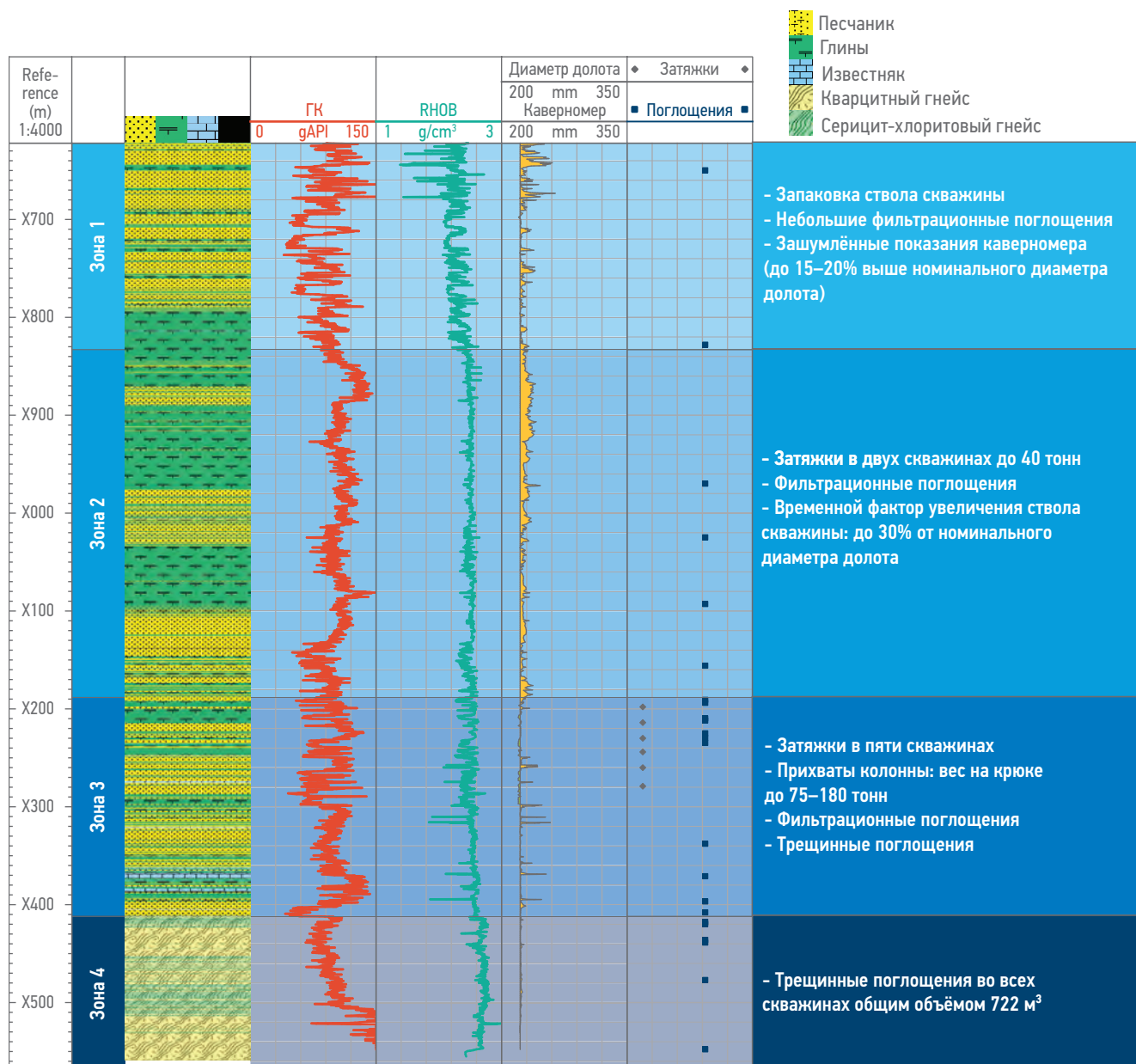


Рис. 1. Разбиение разреза на зоны в зависимости от характера осложнений. Составлено авторами
Fig. 1. Crosssection breakdown into zones with correspondence to complications features. Compiled by authors

Зона 4 (брекчии и палеозойские отложения) представлена трещиноватыми породами, что является причиной потери циркуляции в каждой скважине. Общие поглощения бурового раствора составляют 722,1 м³. Детальный анализ прихватов бурового инструмента позволил сделать вывод о том, что при бурении рассматриваемого разреза существуют риски как механического, так и дифференциального прихвата буровой колонны. Что касается поглощений бурового раствора, то также отмечено, что существуют два различных механизма их возникновения, при этом поглощений, вызванных превышением градиента поглощений, не отмечено. Механические прихваты характерны для интервалов низкопрочных пород

или для интервалов с частым переслаиванием, что свойственно для зоны 3 [1, 2, 3]. Данный вид осложнений характеризуется отсутствием подвижности буровой колонны или трудностью в её расхаживании. Как видно из рис. 2 положение талевого блока колеблется вблизи одного уровня, вызывая увеличение растягивающих и сжимающих нагрузок на буровую колонну. В этом интервале также отмечается заклинивание вертикального силового привода (ВСП), выражающееся в скачкообразном увеличении и уменьшении крутящего момента. Это приводит к трудности передачи крутящего момента на долото и к снижению скорости проходки. Стоит отметить, что этот тип осложнений может

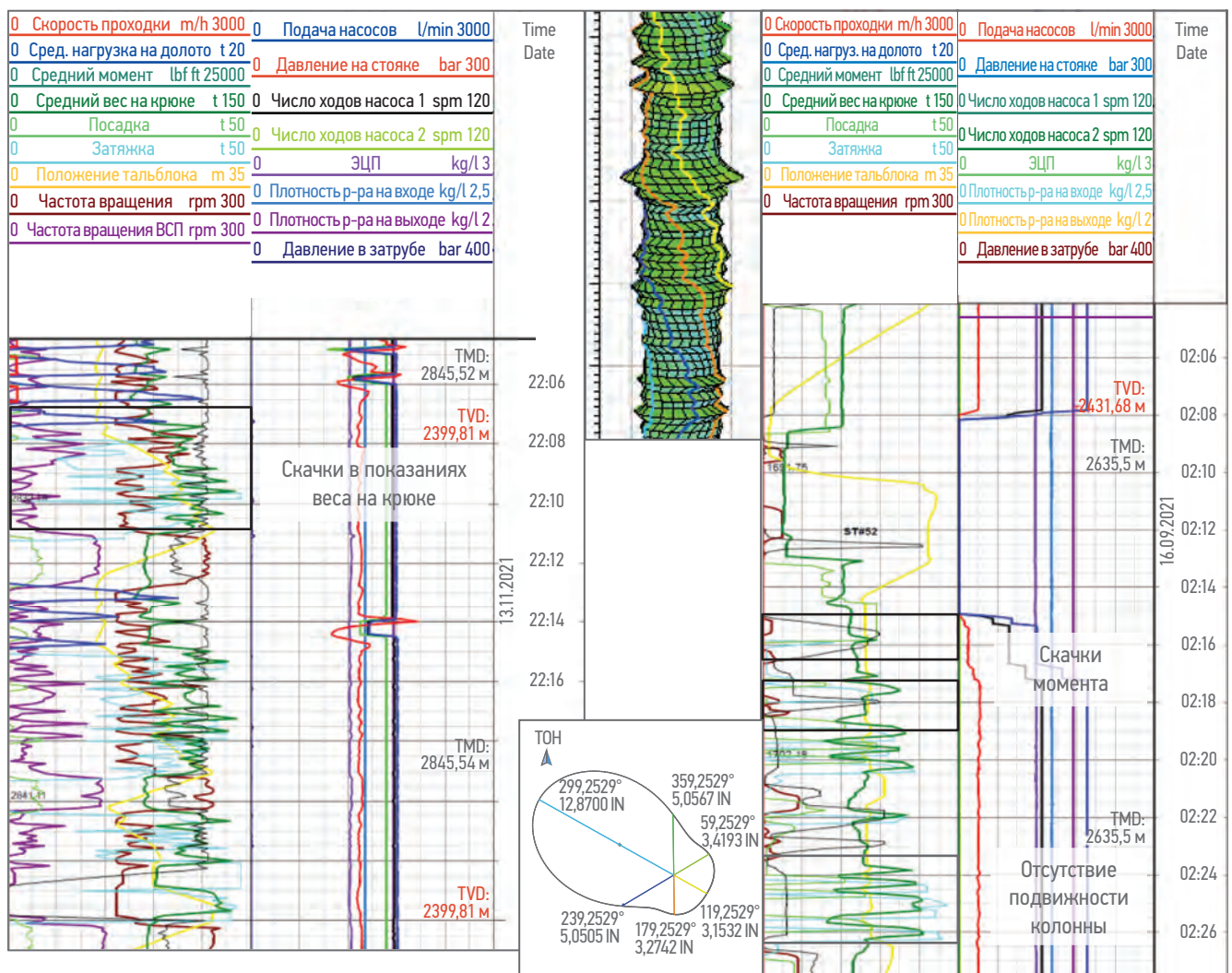


Рис. 2. Примеры механического и дифференциального прихвата. Составлено авторами
Fig. 2. Mechanical and differential sticking examples. Compiled by authors

возникнуть как при неподвижной буровой колонне, так и во время бурения, если значение эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) недостаточно велико для поддержания стенок скважины в стабильном состоянии. Существует множество условий, необходимых для возникновения дифференциального прихвата, наиболее важным из которых является продолжительное время контакта буровой колонны со стенкой скважины [4]. При этом в месте контакта необходимо наличие проницаемой породы: пористых песчаников или трещиноватых пород. Признаками такого прихвата являются отсутствие осевой подвижности колонны и невозможность её вращения. В скважинах рассматриваемой площади отмечены дифференциальные прихваты, обусловленные продолжительным временем контакта колонны с породой, до 20–30 минут. Также возникновению дифференциального прихвата способствовало желобообразование в зонах 2 и 3,

которое происходило за счет трения колонны о стенку скважины с последующим образованием в ней расширений ствола, которые отмечаются на каверномере. Это, в свою очередь, увеличивает площадь контакта между породой и инструментом, увеличивая прижимную силу. На рис. 3 показан пример дифференциального прихвата буровой колонны. После поддержания буровой колонны в неподвижном состоянии во время наращивания наблюдаются скачки крутящего момента при попытке вращения. Когда колонна опускается, осевая нагрузка увеличивается. Дальнейшие попытки переместить колонну вверх и вниз приводят к скачкам показаний веса на крюке. Циркуляция при этом возможна за счёт открытого сечения ствола скважины. Фильтрационные поглощения наблюдаются в проницаемых пластах (преимущественно в песчаниках) с недостаточной степенью кольматации коллектора. Плотность

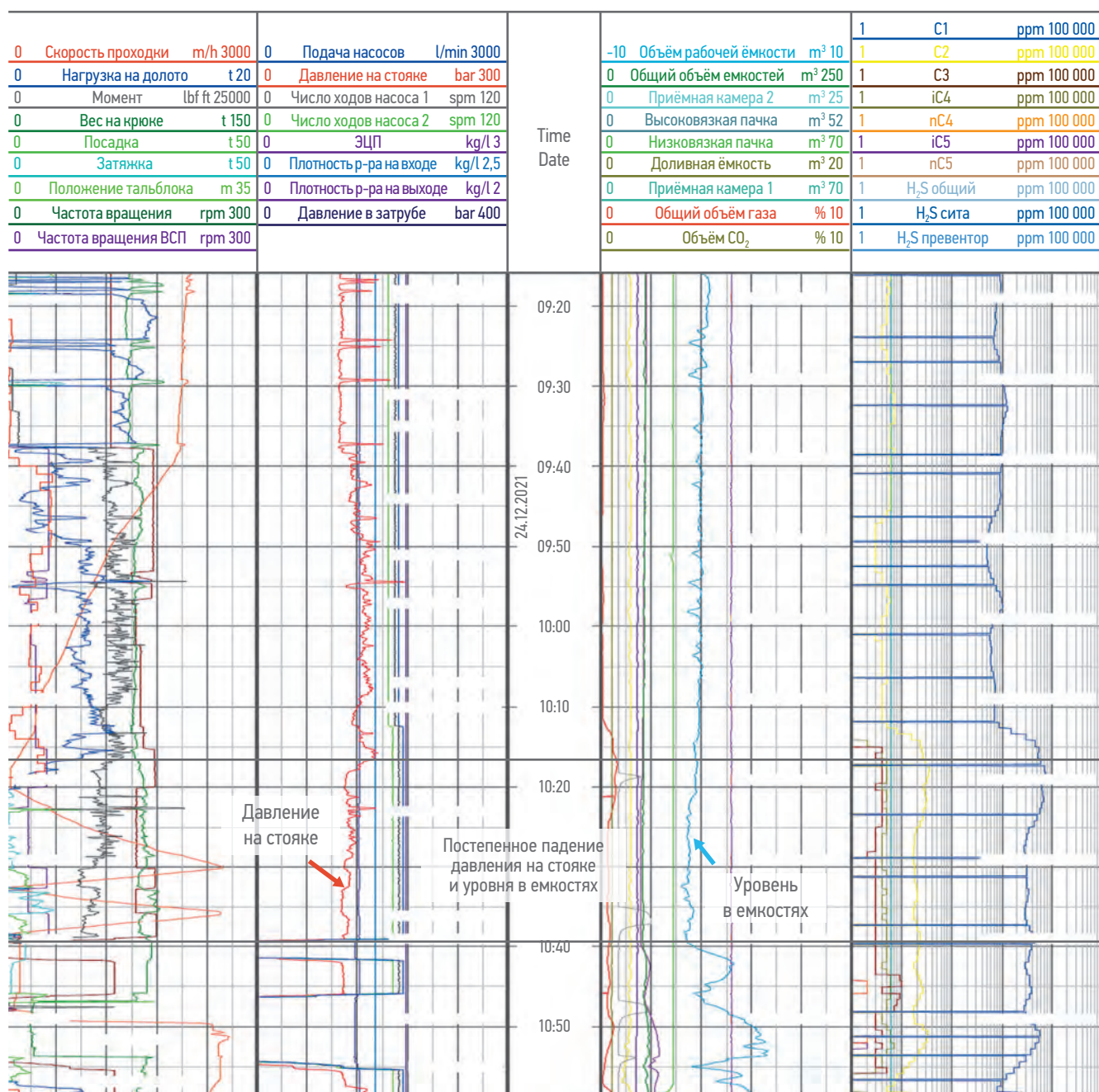


Рис. 3. Пример фильтрационных поглощений бурового раствора. Составлено авторами
Fig. 3. Filtration mud losses example. Compiled by authors

бурового раствора, соответствующая поглощениям в рассматриваемом интервале, превышает градиент пластового давления и находится в пределах 1,16–1,19 г/см³ в зависимости от скважины. Их природа не является геомеханической и не связана с наличием естественной трещиноватости. Это означает, что данные поглощения не вызваны превышением ЭЦП значений градиента поглощений. Основными признаками такого типа поглощений являются постепенное падение давления в колонне, небольшая интенсивность (0,5–0,8 м³/ч) и отсутствие поглощений при остановке циркуляции. Кроме того, диаграммы механического каротажа показывают

постепенное снижение уровня раствора в емкостях (рис. 3). Стоит отметить, что при анализе этот вид поглощений очень сложно выявить из-за низкой интенсивности. Трещинные поглощения наблюдаются в брекчиях и палеозойских отложениях, сложенных трещиноватыми породами. На рис. 4 представлены объёмы поглощений из истории бурения одной из скважин с классификацией по их типу, в сопоставлении с плотностью бурового раствора, ЭЦП и объёмами материалов для борьбы с поглощениями. Диапазон плотностей, при которых были зафиксированы данные поглощения, составляет 1,15–1,21 г/см³.

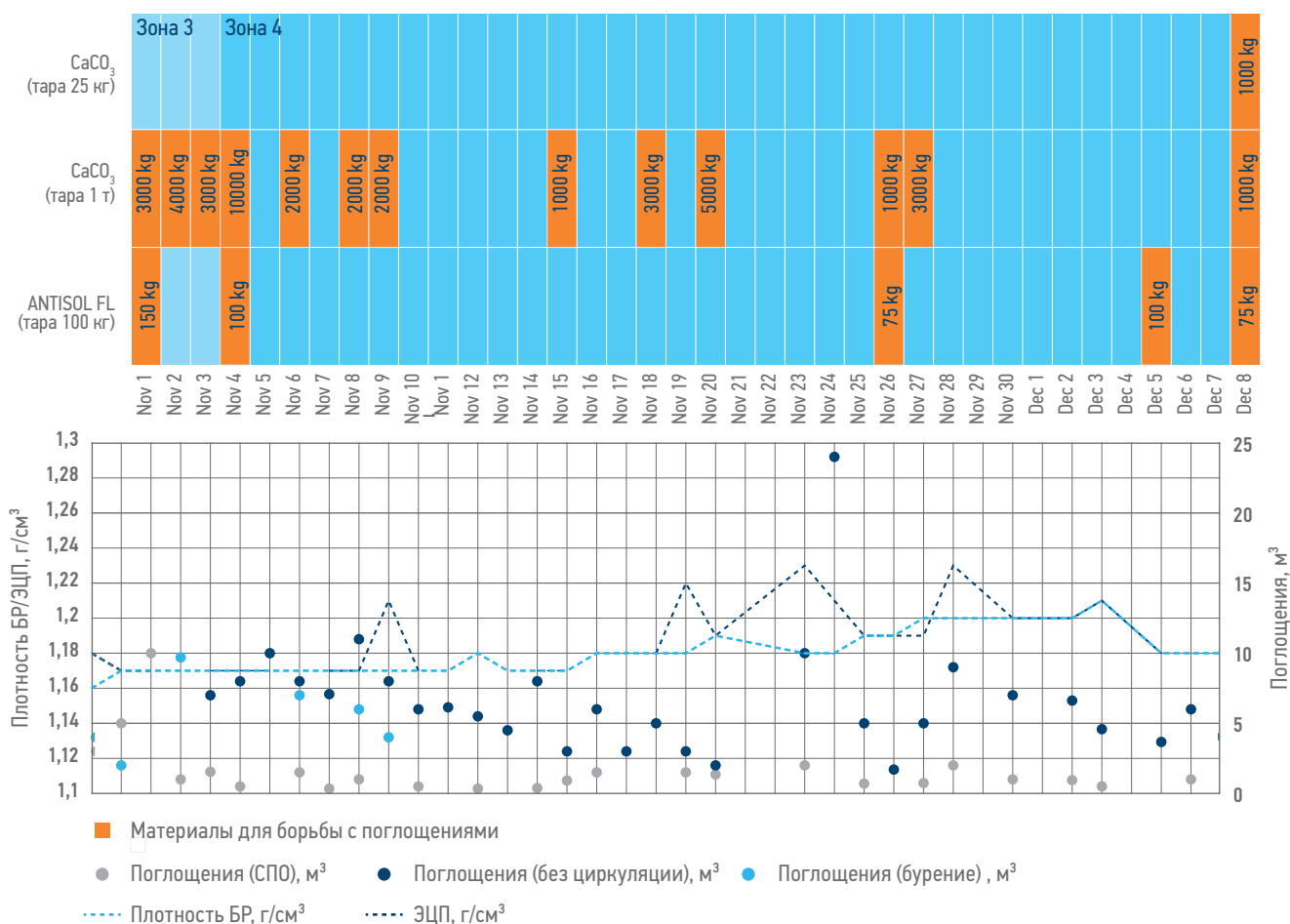


Рис. 4. Пример трещинных поглощений бурового раствора. Составлено авторами
Fig. 4. Fracture mud losses example. Compiled by authors

Такие поглощения также не обусловлены геомеханической природой и возникают из-за утечек бурового раствора в открытые трещины. Их особенностью является то, что уровень в емкостях продолжает падать после остановки циркуляции, но с меньшей интенсивностью. В отчётах указывается интенсивность поглощений 1–10 м³/ч во время бурения и 0,5–1 м³/сут при отсутствии циркуляции. В связи с тем что программа бурения палеозойских отложений не предусматривала спуск обсадной колонны и изоляцию вышележащих горизонтов, учет данного вида поглощений при бурении, в частности объема потерь бурового раствора только по трещинам, весьма затруднителен.

АНАЛИЗ ПОКАЗАНИЙ КАВЕРНОМЕРА

Анализ данных кавернометрии показывает, что диаметр ствола скважины увеличивается с повышением значений зенитного угла по разрезу. Наибольший рост показаний каверномера наблюдается в миоценовых отложениях, где увеличение диаметра скважины

достигает примерно 30–40% от номинального диаметра долота. Кроме того, наблюдается значительное увеличение показаний с течением времени, что является показателем недостаточной плотности бурового раствора (рис. 5). Несмотря на то что скважины пробурены в разных направлениях, на основании показаний каверномера сложно сделать однозначные выводы о влиянии азимута на стабильность ствола скважины, поскольку наблюдается совместное воздействие ряда факторов, влияющих на устойчивость.

В табл. 1 представлены условия записи геофизических исследований скважин (ГИС) и каверномера в частности для качественного сравнения влияния зенитного угла и временного фактора на стабильность ствола скважины.

ВЫЯВЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКИ НЕСТАБИЛЬНЫХ ИНТЕРВАЛОВ

Наличие глинистых частиц в буровом растворе определяют по тесту красителя

УВЕЛИЧЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОТ МОМЕНТА БУРЕНИЯ СТВОЛА ДО ЗАПИСИ ГИС, ЗЕНИТНЫЙ УГОЛ РАВЕН 0

УВЕЛИЧЕНИЕ ЗЕНИТНОГО УГЛА

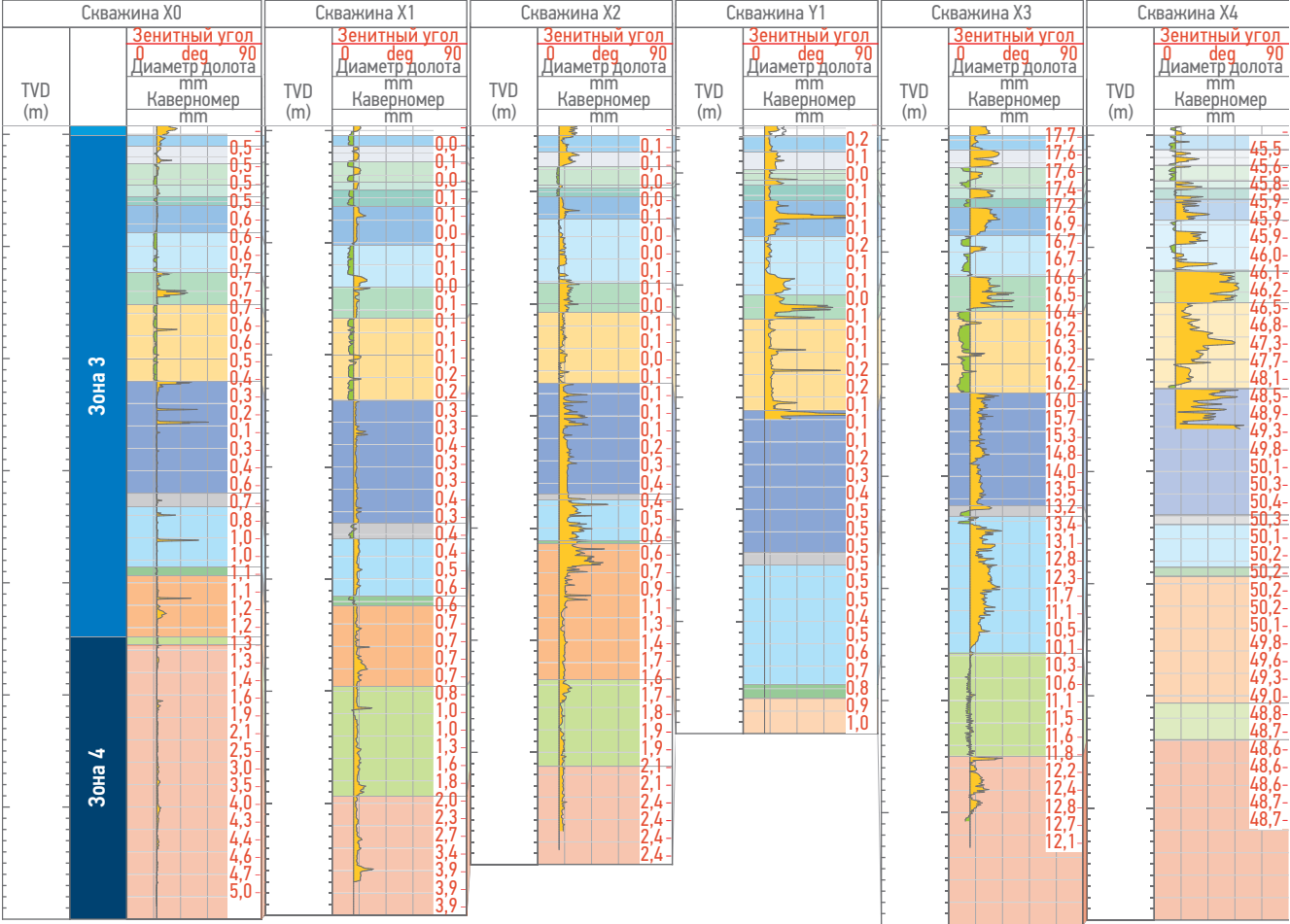


Рис. 5. Анализ данных каверномера миоценовых и палеозойских отложений. В зоне 3 указаны средние значения зенитного угла.
Составлено авторами

Fig. 5. Caliper log in Miocene and Paleozoic formations analysis. Average deviation angle readings in zone 3 are displayed. Compiled by authors

метиленового синего (Methylene Blue Test — MBT), который показывает количество красителя, поглощенного глинистыми частицами. Растворение реакционноспособных глинистых частиц увеличивает объемное содержание твердой фазы, что приводит к завышенным значениям MBT. Этот принцип лег в основу данного анализа [5, 6]. Ингибирование реактивных глин, как правило, осуществляется добавлением KCl в буровой раствор. После корректировки

программы промывки после неудачного опыта на первой скважине количество добавляемого в раствор KCl было уменьшено. На первый взгляд падение концентрации ионов калия в растворе должно ухудшить ингибирующие свойства бурового раствора. Однако для скважины X2 была увеличена доля полианионной целлюлозы (добавки PAC R, PAC LV, FILTRAPAC LV), а также других реагентов, таких как SHALEHIB ULTRA. В отличие от ионного ингибирования, как в случае с KCl,

Таблица 1. Условия записи ГИС по всем скважинам рассматриваемой площади. Составлено авторами
Table 1. Logging conditions for all the wells of the considered area. Compiled by authors

Скважина	X0	X1	X2	Y1	X3	X4
Зенитный угол	0	0	0	0	16	45
Плотность БР, г/см ³	1,17–1,18	1,17	1,17–1,18	1,18	1,18	1,20
Время записи ГИС после достижения забоя, ч	35	41	56	372	96	72

Таблица 2. Информация об изменении объёмов используемых добавок для ингибирования глин. Составлено авторами
Table 2. Information on the clay inhibition additives volume change. Compiled by authors

Скважина	X0	X1	X2
Объём KCl, т	12,5	18	10
Объём реагентов для контроля объёма фильтрации (PAC R, PAC LV, FILTRAPAC LV), т	0	3,1	6,3
Объём ингибиторов глин (Shalehib Ultra, Soltex), т	0	2,2	17
Используемые добавки	KCl	KCl, Shalehib Ultra, Soltex	KCl, Shalehib Ultra

полианионная целлюлоза образует оболочку на стенках скважины, предотвращая взаимодействие фильтрата бурового раствора с глиной. В **табл. 2** приведена динамика изменения используемых реагентов в стороны увеличения ингибиторов глин и реагентов для контроля фильтрации.

На **рис. 6** представлена динамика изменения химических свойств бурового раствора после корректировки программы промывки. В **зоне 1**, содержащей в основном прослой с химически активными глинами, показатель MBT снизился с 40 до 10,5 кг/м³, что соответствует нормальным значениям для бентонитового раствора. Отчеты по последующим

скважинам подтверждают отсутствие проблем с реактивными глинами.

В **табл. 3** представлена информация о параметрах бурового раствора, которая свидетельствует об улучшении динамики с точки зрения реологии раствора (пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига (СНС), водоотдача) и по показателю MBT. Начиная со скважины X2, идёт снижение водоотдачи, что свидетельствует о меньшем взаимодействии фильтрата бурового раствора с пластом, а также увеличивается СНС и ДНС, что улучшает промывку скважины

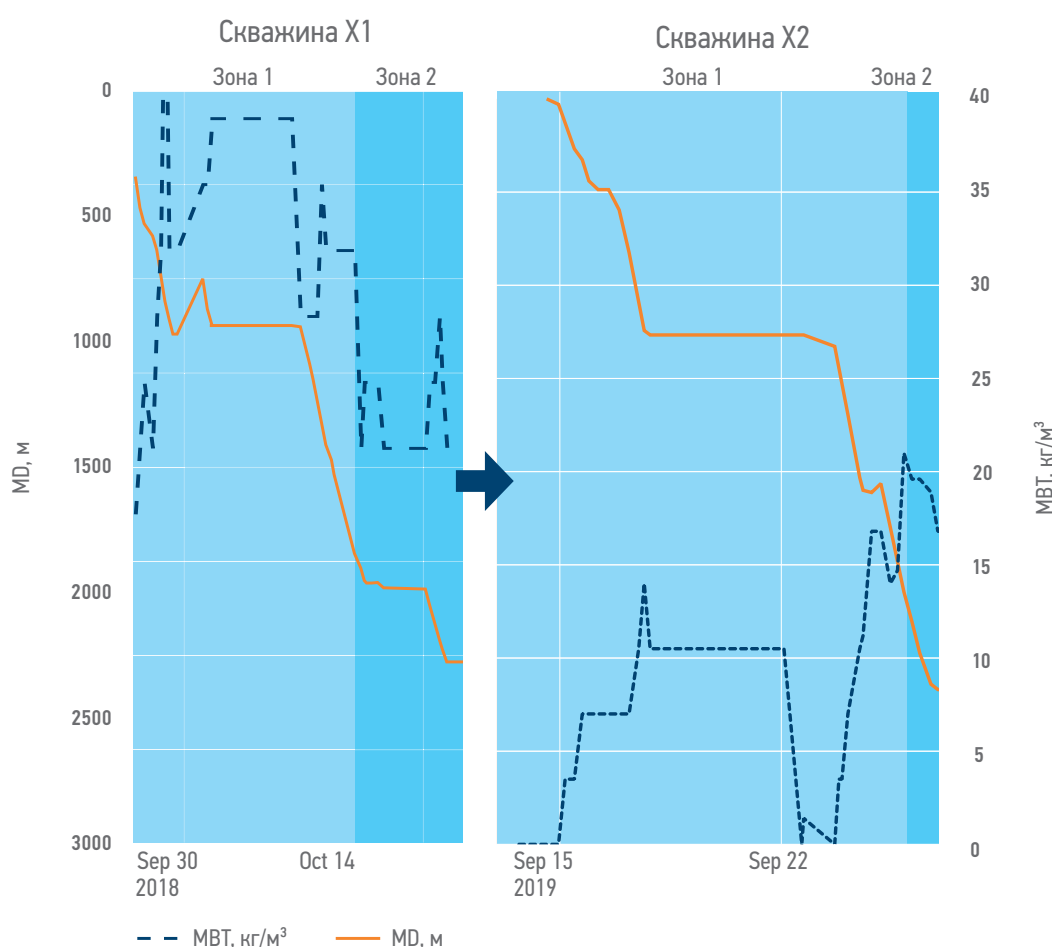


Рис. 6. Динамика изменения химических свойств бурового раствора в скважинах X1 и X2. Составлено авторами
Fig. 6. Dynamics of mud chemical properties change in wells X1 and X2. Compiled by authors

Таблица 3. Информация об изменении параметров бурового раствора. Составлено авторами
Table 3. Information on the mud properties change. Compiled by authors

Параметр	X0	X1	X2	X3	Y1	X4
Пластическая вязкость/ ДНС, сП	11–21/ 13–22	9–17/ 14–24	15–25/ 19–30	13–37/ 13–33	10–26/ 4–29	12–26/ 8–25
СНС 10 с/ 10 мин, lbf/100ft ²	3–5/ 5–8	3–6/ 4–8	4–8/ 5–11	3–7/ 4–16	3–8/ 4–12	2–10/ 3–25
Водоотдача, мл	4–5	4–6	3–7	3–8	3–8	4–12
МВТ, кг/м ³	17–31	17–38	10–21	15–16	18–19	21

Таблица 4. Данные об использовании различных фракций CaCO₃ (т). Составлено авторами
Table 4. Information on the different fractions of CaCO₃ change in tons. Compiled by authors

Скважина	Зона	Крупная	Средняя	Мелкая/Средняя	Мелкая	Очень мелкая	Ультрамелкая	Общее
X0	Зона 1	–	7,275	–	8,475	–	–	22,45
	Зона 2	–	0,225	–	–	–	–	
	Зона 3	–	–	–	0,450	–	–	
	Зона 4	2,55	1,375	–	2,1	–	–	
X1	Зона 1	–	–	16	–	–	–	96,75
	Зона 2	0,25	–	0,5	–	–	–	
	Зона 3	–	13	–	–	–	–	
	Зона 4	–	–	67	–	–	–	
X2	Зона 1	–	0,95	–	64	15	7	127,95
	Зона 2	–	–	–	2	3	2	
	Зона 3	–	–	–	10	11	9	
	Зона 4	–	–	–	–	2	2	

Таблица 5. Данные о поглощениях при бурении зоны 4. Составлено авторами
Table 5. Mud losses during drilling data in zone 4. Compiled by authors

Скважина	При отсутствии циркуляции, м ³	При бурении, м ³	При спускоподъёмных операциях (СПО), м ³	Общий объём поглощений, м ³	Длительность бурения зоны 4, дней	Средний объём поглощений в сутки, м ³
X0	52,5	3	7,51	63,01	15	4,2
X1	300,17	26,7	54,2	381,07	61	6,2
X2	6,3	0	22,22	28,52	11	2,5

и способность раствора удерживать шлам во взвешенном состоянии. Выявление точных границ интервалов присутствия реактивных глин затруднительно только на основании показателей бурового раствора. Для выявления интервалов с таким типом нестабильности необходимы данные о литологии разреза. Для выделения областей с наибольшей склонностью к химической нестабильности были установлены следующие критерии:

- Наличие повышенного содержания глины — более 85%.
- Высокие значения МВТ — более 20 кг/м³.

Таким образом, наиболее склонны к реакционной способности глинистых минералов следующие интервалы: переход между

зонами 1 и 2, глинистый слой в нижней части зоны 2 и верхняя часть зоны 3, состоящая из переслаивающихся глин и песчанников.

УСТАНОВЛЕНИЕ ПОДХОДЯЩЕЙ ФРАКЦИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С ТРЕЩИННЫМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Основной добавкой в буровой раствор для борьбы с поглощениями является карбонат кальция, количество которого постепенно увеличивается от скважины к скважине. В табл. 4 приведены данные по использованию карбоната кальция различных фракций, показывающие его необходимость

для контроля поглощений. Из таблицы видна необходимость использования более мелких фракций CaCO_3 из-за их большей эффективности.

Эффективность смены фракции CaCO_3 в сторону более мелких частиц подтверждена результатами бурения скважины X2, где зафиксирован наименьший общий объем поглощений и средний объем поглощений в сутки (табл. 5). Кроме этого, именно в этой скважине наблюдаются наибольшие объемы использования CaCO_3 .

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КАЛИБРОВКА ПРОФИЛЯ НАПРЯЖЕНИЙ

Расчет минимальных и максимальных профилей горизонтальных напряжений основан на модели пороупругой среды [7]:

$$S_{hmin} = S_v \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} - \alpha P_p \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} + \alpha P_p + \epsilon_h \frac{E_{stat}}{1 - v_{stat}^2} + \epsilon_H \frac{v_{stat} E_{stat}}{1 - v_{stat}^2}, \quad (1)$$

$$S_{hmax} = S_v \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} - \alpha P_p \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} + \alpha P_p + \epsilon_h \frac{E_{stat}}{1 - v_{stat}^2} + \epsilon_H \frac{v_{stat} E_{stat}}{1 - v_{stat}^2}, \quad (2)$$

где S_{hmin} — минимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_{hmax} — максимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_v — вертикальное напряжение, МПа; P_p — пластовое давление, МПа; α — коэффициент Био (принимается равным единице), безразмерная величина; ϵ_h и ϵ_H — деформации, вызванные тектоническими силами, в направлении минимальных и максимальных горизонтальных напряжений соответственно.

Для калибровки профиля напряжений использовались результаты интерпретации гидравлического разрыва пласта (ГРП), который был проведен в верхней части интервала брекчий в зоне 4. Перед основным ГРП проводились тестовые закачки: нагнетательный тест, испытание ступенчатым изменением давления и мини-ГРП. После основного ГРП велся температурный каротаж через 3, 7 и 12 часов. По температурному профилю наблюдаются аномалии охлаждения, которые напрямую зависят от объема жидкости, поступающей в пласт. Разница напряжений в интервале стресс-барьера напряжений по сравнению с интервалом перфорации составляет около 50 атм.

Для оценки возможности прорыва трещины выше интервала перфорации выполнен экспресс-расчет дизайна ГРП с использованием модели Planar-3D. Для расчета использованы фактические параметры закачки и профили геомеханических характеристик, полученные при построении 1D-модели. По результатам расчета (рис. 7) видно, что основная часть трещины расположена в целевом пласте, но существует вероятность роста трещины выше интервала перфорации. Следует отметить, что полученная модель высоты трещины не в полной мере соответствует температурным аномалиям и требует более детальной калибровки дизайна профильными специализированными листами по ГРП, однако наличие риска прорыва барьера подтверждается.

Наличие стресс-барьера и факт его возможного прорыва подтверждают и результаты термометрии. Наблюдаемые аномалии охлаждения могут возникнуть только в случае развития трещин в этом пласте, и чем сильнее отклонение температуры от фонового значения, тем больший объем жидкости находится в рассматриваемой зоне. По характеру восстановления температуры предполагается, что технологическая жидкость вытесняется из трещины в процессе смыкания из зоны над стресс-барьером, что свидетельствует о том, что в этом интервале рост трещины останавливается. Расстояние от точки инициирования до барьера напряжений оценивается в 5–8 м, при этом верхние отверстия перфорации расположены в стресс-барьере, и перфорация может привести к частичному разрушению барьера с образованием дефекта, что является благоприятным условием для развития трещины вверх, учитывая высокое эффективное давление до 70 атм и низкое значение модуля плоской деформации при относительно небольшом контрасте напряжений в 50 атм. Сопутствующими факторами, способствующими прорыву барьера, являются закачка высоковязкого геля (концентрация гелеобразователя $4,2 \text{ кг/м}^3$) с высоким соотношением объема закачиваемой жидкости к массе проппанта, а также размещение перфораций частично в преграде и образование дефектов внутри нее.

Таким образом, калибровка минимального горизонтального напряжения выполнена по фактическим данным смыкания трещины по результатам интерпретации ГРП в брекчиях, забойное давление смыкания трещины по результатам тестовых закачек равно 363 бара. Значения тектонических констант, использованных для расчетов: $\epsilon_h = 0,000001$, $\epsilon_H = 0,00051$.

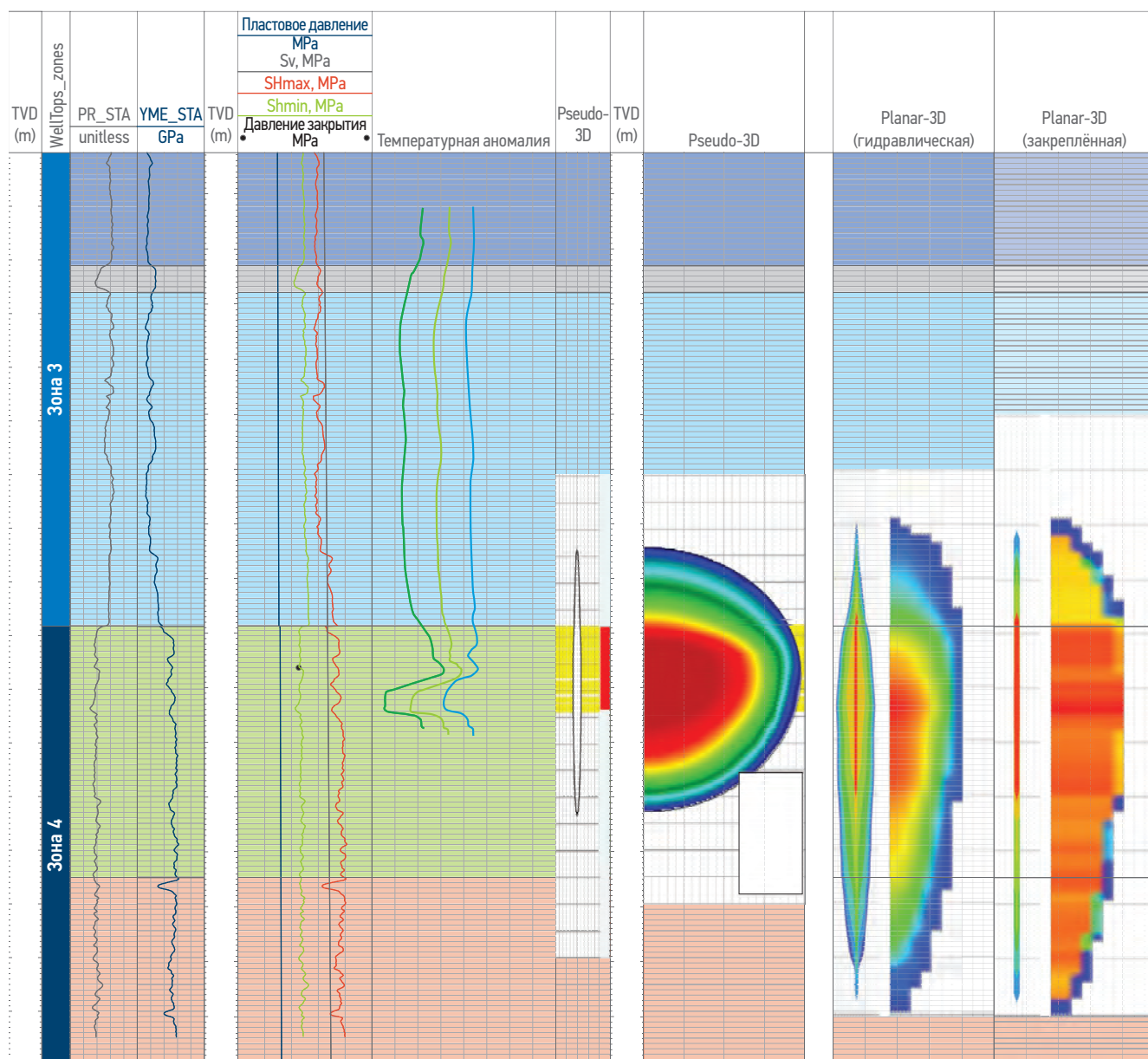


Рис. 7. Сравнение вариантов дизайна ГПП в Pseudo-3D и Planar-3D с результатами термометрии. Составлено авторами
Fig. 7. Pseudo-3D and Planar-3D fracturing design comparison with temperature logging results. Compiled by authors

Модель устойчивости ствола скважины калибровалась на историю бурения скважин, данные кавернометрии и результаты испытаний скважины (рис. 8). Из рис. 8 видно, что модель отражает фактические затяжки в стволе скважины, причём данные затяжки вызваны именно обрушением ствола скважины и должны описываться геомеханической моделью [8]. При этом поглощения не связаны с превышением градиента поглощений и могут объясняться только проникновением фильтрата бурового раствора в проницаемые пласты. В зависимости от типа коллектора (поровый или трещинный) подбираются мероприятия для ликвидации поглощений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. По результатам детального анализа осложнений бурения установлено, что осложнения при спускоподъёмных операциях и бурении являются результатом совокупного воздействия двух факторов:
 - обрушения стенок скважины и поглощения бурового раствора, которые приводят к нестабильности ствола скважины, проблемам с подвижностью инструмента и механическим прихватам;
 - возникновение перепада давления между колонной и стенкой скважины в проницаемых пластах, что приводит к возникновению дифференциального прихвата.

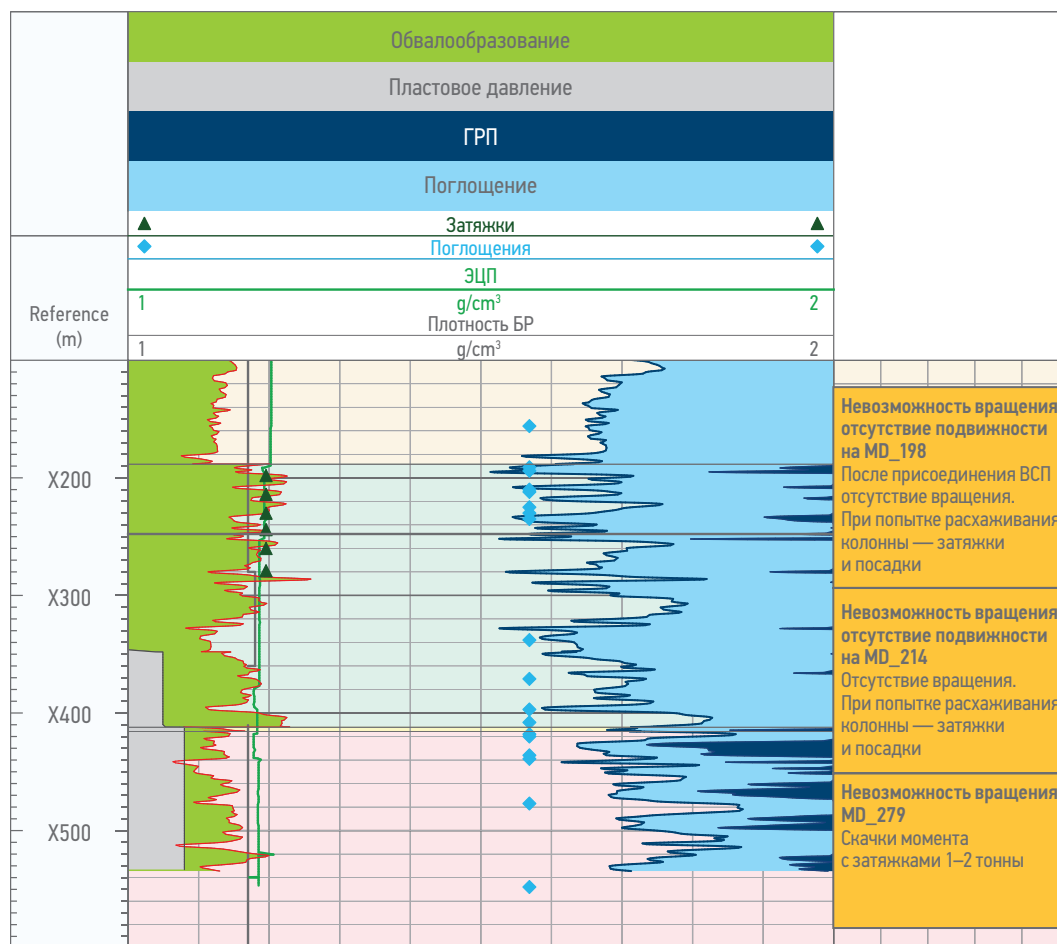


Рис. 8. Результаты расчета устойчивости. Составлено авторами
Fig. 8. Wellbore stability results. Compiled by authors

В целом меры по снижению рисков возникновения механического и дифференциального прихвата противоречат друг другу, и их применение требует изоляции интервалов. Поскольку бурение большинства скважин на текущем участке ведется без спуска обсадной колонны и возникновения механических и дифференциальных прихватов характерно для аналогичных интервалов, необходимо соблюдать баланс в контроле рисков возникновения осложнений. По результатам геомеханического моделирования с учетом всех выявленных рисков рекомендуется повысить плотность бурового раствора до 1,22–1,25 г/см³.

2. Типы поглощений характеризуют разные интервалы, и их происхождение различно.
– поглощения в верхней части разреза (Зона 3 и переслаивания песчаников и глинистых пород в Зоне 2 контролируются фильтрацией бурового раствора в породу и предотвращаются введением вязкоупругих составов (ВУС). В то же время небольшие фракции CaCO₃ благоприятно влияют на ликвидацию поглощений;

– поглощения в палеозойских отложениях обусловлены наличием естественных трещин и напрямую зависят от их интенсивности. Они также происходят при отсутствии циркуляции, с интенсивностью поглощений выше, чем при фильтрационных поглощениях;

– поглощений из-за превышения градиента потерь ЭЦП не зафиксировано.

3. Выявлен высокий риск прорыва стресс-барьера при гидроразрыве в вышележащих отложениях. При планировании ГРП в целях минимизации риска прорыва стресс-барьера интервал перфорации рекомендуется располагать ниже интервала стресс-барьера (не менее 5–10 м). В целях оптимизации дизайна ГРП рекомендуется использовать симулятор с реализацией алгоритма Planar-3D.

4. Изменение состава бурового раствора обеспечило более эффективное ингибирование реактивных глин. В буровой раствор рекомендуется добавлять KCl в концентрации 10 000–15 000 мг/л с использованием добавок на основе полианионной целлюлозы.

5. Режим напряжений является смешанным (NF/SS) и может быть подтвержден только путем сопоставления геомеханической

модели с данными по осложнениям, результатам ГИС, ГРП, а также геомеханическими исследованиями керна.

Список литературы / References

1. Gallant C., Zhang J., Wolfe C.A., Freeman J., Al-Bazali T.M., Reese M. Wellbore Stability Considerations for Drilling High Angle Wells Through Finely Laminated Shale: A Case Study from Terra Nova. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2007. <https://doi.org/10.2523/110742-MS>
2. Kristiansen T.G. Drilling Wellbore Stability in the Compacting and Subsiding Valhall Field. *IADC/SPE Drilling Conference*. 2004. <https://doi.org/10.2118/87221-MS>
3. Kumar D., Ansari S., Wang S., Yi Ming J., Ahmed S., Povstyanova M., Tichelaar B. Real-time Wellbore Stability Analysis: An Observation from Cavings at Shale Shakers. *AAPG International Convention and Exhibition*. 2012.
4. Bowes C., Procter R. *Drillers stuck pipe handbook* Ballater: Scotland; 1997.
5. Altun G., Osgouei A.E., Ozyurtkan M.H. An Alternate Mud Proposal to Minimise Borehole Instability. *International Petroleum Technology Conference*. 2014, no. 14, pp. 1577–1590. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17871-MS>
6. Costa S., Maiquiza K., Serrano M., Bastidas A., Enriquez J. Case History: An Enhanced Solids Control Strategy Selective Flocculation Process Allows for Reduced Dilution Rates and Costs in Water-based Drilling Fluids in Auca Field, Ecuador. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. 2016. <https://doi.org/10.2118/178892-MS>
7. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*. 1969, no. 246, pp. 1353–1360. <https://doi.org/10.2118/2163-pa>
8. Moos D., Peška P., Finkbeiner T., Zoback M. Comprehensive Wellbore Stability Analysis Utilizing Quantitative Risk Assessment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2002, no. 38, pp. 97–109. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00024-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00024-X)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

П.В. Ястребов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст и рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.С. Петрова — приняла участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Цой — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Н. Петров — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Продан — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Pavel V. Iastrebov — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Daria S. Petrova — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anton A. Tsoy — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander N. Petrov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Artem S. Prodan — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Павел Викторович Ястребов* — руководитель направления по геомеханике, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-0032-8864>

Дарья Сергеевна Петрова — руководитель направления по геомеханике, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Алексеевич Цой — руководитель направления по петрофизике, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Николаевич Петров — руководитель направления по петрофизике, Группа компаний «Газпром нефть»

Артём Сергеевич Продан — менеджер по ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Pavel V. Iastrebov* — Geomechanics discipline head, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-0032-8864>

Daria S. Petrova — Geomechanics discipline head, Gazprom нефt company group

Anton A. Tsoy — Petrophysics discipline head, Gazprom нефt company group

Alexander N. Petrov — Petrophysics discipline head, Gazprom нефt company group

Artem S. Prodan — Fracturing manager, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author