

На правах рукописи

КРАВЧУК Михаил Владимирович



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО
РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ
БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
ГИДРОМОНИТОРНЫМИ ДОЛОТАМИ**

**Специальность 25.00.15 – *Технология бурения
и освоения скважин***

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург - 2018

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Ухтинский государственный технический университет».

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Логачёв Юрий Леонидович

Официальные оппоненты:

Лушпеева Ольга Александровна

доктор технических наук, ООО НПП

«УфаНефтеПроект», научный консультант

Деминская Наталья Григорьевна

кандидат технических наук, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», заместитель начальника управления – начальник отдела проектирования строительства и реконструкции скважин

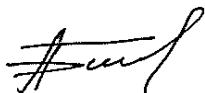
Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Защита диссертации состоится 12 октября 2018 года в 14 ч 30 мин на заседании диссертационного совета Д 212.224.02 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, В.О. 21-я линия, дом 2, ауд. № 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 20 июля 2018 года.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



Блинов
Павел Александрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертации. Нарастание скоростей углубления нефтяных и газовых скважин при одновременном усложнении их траектории, горно-геологических условий проводки стволов, высокой стоимости материалов и сервисного сопровождения требуют постоянного поиска путей снижения себестоимости проходки и затрат времени путем оптимизации режимов бурения, типа и параметров промывочных жидкостей, способов повышения надежности и эффективности применяемых технологий. Первым шагом в повышении ТЭП бурения является снижение непроизводительных затрат времени возникающих при осложнениях в стволе скважины. Вторым шагом – применение существующих оптимизационных методик для совершенствования технологий, а также их развитие путем вовлечения большего числа влияющих факторов и тем самым достижения адекватности прогнозируемых результатов и промысловых наблюдений. Решение задач оптимизации углубления ствола скважины, может достигаться применением комплексной технологии, суть которой в том, что из отдельных взаимосвязанных научно-технических подходов компилируется методика и реализация регламента для новых условий и требований. Методика, направленная на совершенствование технологии углубления с использованием разработанных программных средств, позволит снизить затраты времени при разработке адаптированной технологии промывки скважины, а также оперативно ее корректировать при изменении горно-технологических условий. Тем самым разработка такого инструмента является актуальной научно-технической задачей.

Цель работы заключается в повышении качества прогнозирования параметров раствора на углеводородной основе (РУО) и эффективности гидромониторной промывки.

Идея работы состоит в создании алгоритма прогнозирования технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе и совершенствовании критериев эффективности гидромониторной промывки.

Основные задачи исследований

1. Проведение анализа современного состояния технологии буровых растворов и промывки скважин.
2. Разработать математическую зависимость и алгоритм прогнозирования основных параметров бурового раствора на углеводородной основе на начальном этапе приготовления и оценить ее эффективность.
3. Провести анализ факторов, влияющих на прижимающие усилия на бурильную колонну в наклонно направленной скважине и определить влияние плотности промывочной жидкости на силы, возникающие от дифференциального перепада давления.

4. Экспериментально оценить и разработать решения по совершенствованию гидромониторной промывки забоя скважины.

Методика исследования носила экспериментально-теоретический характер и включала промысловые и лабораторные эксперименты по исследованию составов растворов на углеводородной основе и струйной промывке забоя, математическое моделирование сил сопротивлений при движении бурильных колонн в наклонно-направленных скважинах с последующей апробацией на месторождении, а также методы математической статистики при обработке экспериментальных данных.

Научная новизна работы заключается в установлении зависимости технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе от режима диспергирования, а также в обосновании повышения эффективности гидромониторной промывки забоя от расположения насадок в гидромониторных узлах.

Защищаемые научные положения:

1. Введения понятия коэффициента «режима диспергирования» позволяет на начальном этапе приготовления раствора на углеводородной основе (РУО) снижать затраты, прогнозировать его состав и основные технологические параметры, а также определять критические прихватоопасные значения этих параметров для буровых растворов различного состава с учетом траектории ствола скважины.

2. Коэффициент «стеснённости» гидромониторных струй, позволяет оценить эффективность реализации гидромониторной промывки на забое скважины, оптимальные диаметры насадок и их расстановку в узлах крепления для каждого типоразмера шарошечных долот.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций определяется современным уровнем аналитических и достаточным объёмом экспериментальных исследований, высокой степенью сходимости их результатов и воспроизводимостью полученных данных.

Практическая ценность работы заключается в снижении непроизводительных затрат времени путем предупреждения осложнений и оптимизации углубления скважины, в результате разработки и применения в промысловых условиях и на стадии проектирования, комплексных подходов, связывающих совершенствование технологии проектирования основных параметров бурового раствора и гидромониторной промывки забоя.

Апробация работы. Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на IV Всероссийской конференции (16–18 ноября 2011 года) ПНИПУ г. Пермь, международной молодежной конференции Севергеоэкотех (2012, 2013, 2014 г.г.) УГТУ г. Ухта; научно-технической конференции

преподавателей и сотрудников (2014 г.г.) УГТУ; международной конференции «Рассохинские чтения» (2017 г.г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 статьи в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендуемых ВАК Минобрнауки России.

Личный вклад автора. Проведён анализ современного состояния науки и техники в области буровых растворов и промывки скважины. Разработана математическая модель и алгоритм прогнозирования основных параметров РУО на начальном этапе его приготовления. По разработанному алгоритму определена верхняя граница плотности бурового раствора (месторождение имени Р. Требса), при превышении которой возникают критические силы сопротивлений, приводящие к обездвиживанию бурильной колонны. Усовершенствована технология проектирования гидромониторной промывки скважины, введением коэффициента «стеснённости» для оценки конфигурации межшарошечного пространства, которая учитывает препятствия свободному распространению струй. Предлагаемый коэффициент позволяет оценить полноту реализации гидромониторного эффекта на забое скважины, оптимальные диаметры насадок и их расстановку в узлах крепления для каждого типоразмера шарошечных долот. Для реализации методики и оценки вписываемости струй в стесненном межшарошечном пространстве разработан измерительный инструмент, который защищен патентом РФ на полезную модель №156858 «Устройство для оптимизации работы гидромониторного долота».

Структура и объём диссертационной работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и библиографического списка. Материал диссертации изложен на 122 страницах, включает 22 таблицы и 32 рисунка.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается её актуальность, определяются цель, задачи, идея работы, излагаются защищаемые научные положения, научная новизна и практическая значимость.

В первой главе проведен анализ современного состояния технологии буровых растворов и промывки скважин, а также сформулированы задачи исследований.

Обосновать цели и задачи исследований автору помогли работы отечественных и зарубежных ученых: Александрова А.А., Ангелопуло О.К., Ахмадеева Р.Г., Басарыгина Ю.М., Бревдо Г.Д., Булатова А.И., Варламова Е.П., Глушенко В.Н., Городнова В.Д., Грея Дж.Р., Грима Р.Э., Гусмана А.М., Дарли Г.С.Г., Есьмана Б.И., Железнякова Ф.И., Жидовцева Н.А., Исаева В.И., Калинина А.Г., Кистера Э.Г., Козодоя А.К., Липкеса М.И., Леонова Е.Г., Леушевой Е.Л., Логачева Ю.Л., Маковей Н., Мирзаджанзаде А.Х., Мительмана Б.И., Михеева В.Л., Мухина Л.К., Николаева Н.И., Орлова Г.А., Осипова П.Ф., Пустовойтенко И.П., Резниченко И.Н., Роджерса В.Ф., Рябоконя С.А., Рязанова Я.А., Самотоя А.К., Скрябина Г.Ф., Уляшевой Н.М., Юнина Е.К. и др.

Во второй главе рассмотрено моделирование основных технологических параметров раствора на углеводородной основе.

Проведен промысловый эксперимент на 4-х скважинах, на основе которого определены базовые зависимости основных технологических параметров РУО от компонентного состава.

Методика промыслового эксперимента заключалась в следующем: 1 – подготовка основы РУО в объёме одной ёмкости; 2 – диспергирование основы РУО в течение 12 часов с определением электростабильности с интервалом в 4 часа на разных режимах работы диспергатора (изменялось время и давление); 3 – после завершения приготовления основы РУО производился замер реологических и фильтрационных характеристик; 4 – в основу РУО вводились по отдельности химические реагенты через воронку и определялись основные технологические параметры; 5 – проводилась математическая обработка экспериментальных результатов, с целью установления зависимостей для дальнейшего моделирования.

При проведении полевых исследований соблюдался постоянный порядок приготовления эмульсионного раствора. С минеральным маслом И-5А смешивались химические реагенты в следующем порядке: известь (концентрация 20 кг/м³, до избытка извести >7 кг/м³) и эмульгатор (30 кг/м³). После чего, необходимый объём рассола на основе хлорида кальция (420 кг/м³) смешивался с минеральным маслом (отношение масло/вода – 70/30). Затем были добавлены смачивающая добавка (2 кг/м³) и органофильный бентонит (1 кг/м³). После чего, основа РУО была поставлена на диспергирование

(12 часов) с использованием устройства типа «струя в струю» ДГ-40. После этого, в промывочную жидкость добавлялся коагулянт - карбонат кальция (200 кг/м³) и утяжелитель - барит до плотности 1400 кг/м³. После утяжеления вводился понизитель фильтрации (8 кг/м³).

Во время диспергирования промывочной жидкости производились замеры электростабильности во времени (T) в течение 12 часов с интервалом в 4 часа для различных значений рабочего давления на ДГ-40 табл. 1.

Таблица 1 – Влияние времени диспергирования и давления на электростабильность раствора на углеводородной основе

Давление (P), атм	Электростабильность за время диспергирования, Вольт		
	4 часа	8 часов	12 часов
60	320	540	715
100	640	1120	1400
130	750	1440	1900

Как видно из таблицы 1 электростабильность зависит от режима диспергирования. Для оценки этой связи предложен коэффициент «режима диспергирования» K_{PD} , час/(Вольт*атм), который позволяет на начальном этапе приготовления РУО производить оценку параметра электростабильности, либо определять параметры режима диспергирования давление (P) и время (T), для получения заданной электростабильности (ES):

$$K_{PD} = \frac{T}{P \cdot ES}. \quad (1)$$

По экспериментальным замерам (табл. 1) были рассчитаны K_{PD} раствора на углеводородной основе, которые приведены на рис. 1, 2.

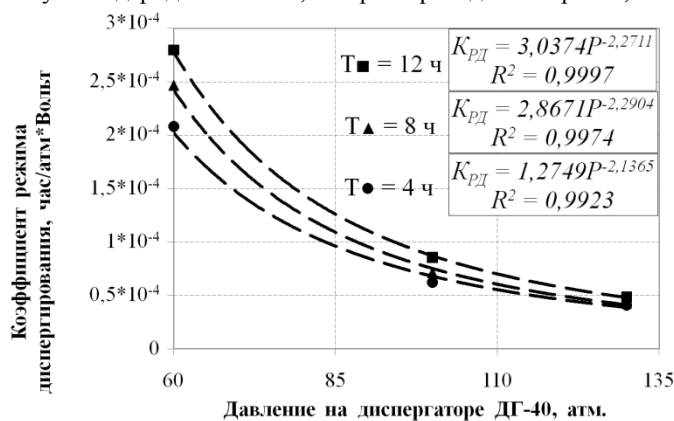


Рисунок 1 – Влияние давления на коэффициент режима диспергирования во времени

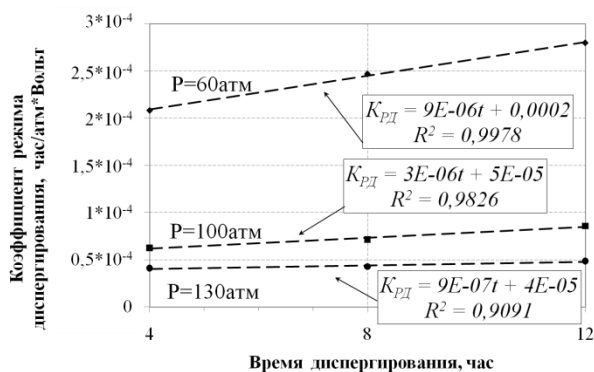


Рисунок 2 – Динамика коэффициента режима диспергирования от времени для разных рабочих давлений

По экспериментальным результатам получена зависимость для прогнозирования K_{PD} от функций давления и времени, которая дает относительно невысокую погрешность (не более 8,8%, а в среднем 3,5%):

$$K_{PD} = a \cdot (-\bar{T}^2 + 20,98 \cdot \bar{T} - 39,17) / \bar{P} (-0,005 \cdot \bar{T}^2 + 0,103 \cdot \bar{T} + 1,81), \quad (2)$$

где a – опытный коэффициент, принимается 0,0444 час/атм*Вольт; $\bar{T} = T / 3600$ – относительное время; T – время диспергирования, сек; $\bar{P} = P / 10^5$ – относительное давление; P – давление на диспергаторе, Па.

По заданным значениям рабочего давления на ДГ-40 и времени диспергирования по формуле 2 можно найти коэффициент режима диспергирования, а затем рассчитывается ожидаемая электростабильность эмульсии, по следующей формуле:

$$ES^* = \frac{T}{P \cdot K_{PD}}. \quad (3)$$

Экспериментальная оценка показала, что концентрация эмульгатора 30 кг/м³ является предельной ($K_{Э MAX}$) при давлении 60 атм и при её дальнейшем увеличении (до 36 кг/м³) не происходит изменение ES .

Далее получена линейная зависимость по нахождению ES с учётом $K_{Э}$:

$$ES = ES^* K_{Э} / K_{Э MAX} = ES^* \cdot K_{Э} / 30. \quad (4)$$

Воспользовавшись последовательно формулами 3 и 4 можно определить ES раствора на углеводородной основе с эмульгатором в составе.

Для установления зависимостей реологических параметров от рецептуры в эксперименте также определялись пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжения сдвига при постоянной температуре

раствора 60°C. Реологические параметры РУО были измерены в промышленных условиях при отношениях масло/вода – 70/30 и 75/25, а также была определена реология основы жидкости – минерального масла И-5А. По полученным замерам методом наименьших квадратов определены зависимости для прогнозирования реологических параметров:

Для пластической вязкости (мПа*сек) при экспериментальной $M_3 = 70$:

$$PB^* = (0,33 \cdot \ln(ES) - 2,83) \cdot M_3 + (-33,35 \cdot \ln(ES) + 285,08) . \quad (5)$$

Пластическая вязкость зависит не только от ES , но и от отношения масло/вода. Для других концентраций M была получена следующая формула:

$$PB = PB^* - (M - 70) \cdot \frac{PB^* - 0,3}{30} , \quad (6)$$

где M – концентрация масла в отношении масло/вода, %.

Динамическое напряжение сдвига (Па) также зависит от ES и M :

$$DHC^* = (0,21 \cdot \ln(ES) - 1,73) \cdot M_3 + (-21,29 \cdot \ln(ES) + 173,34) , \quad (7)$$

$$DHC = DHC^* - (M - 70) \cdot \frac{DHC^*}{30} . \quad (8)$$

Для статического напряжения сдвига за 10 и за 600 секунд (Па):

$$CHC_{10}^* = (0,26 \cdot \ln(ES) - 2) \cdot M_3 + (-26,2 \cdot \ln(ES) + 202,42) , \quad (9)$$

$$CHC_{10} = CHC_{10}^* - (M - 70) \cdot \frac{CHC_{10}^*}{30} , \quad (10)$$

$$CHC_{600}^* = (0,29 \cdot \ln(ES) - 2,27) \cdot M_3 + (-29,03 \cdot \ln(ES) + 227,05) , \quad (11)$$

$$CHC_{600} = CHC_{600}^* - (M - 70) \cdot \frac{CHC_{600}^*}{30} . \quad (12)$$

По формулам 5-12 можно с хорошей достоверностью прогнозировать реологические параметры растворов на углеводородной основе для режимов диспергирования при давлении от 60 до 130 атм, в течение от 4 до 12 часов.

После исследования основы РУО, жидкость была обработана органофильным бентонитом ($K_{\delta o}$ – концентрация органофильного бентонита, кг/м³) и замерены реологические параметры. В дальнейшем, жидкость утяжелялась баритом (K_y – концентрация барита, кг/м³) и замерялись реологические параметры. В результате получены следующие зависимости.

Для пластической вязкости (мПа*сек):

$$PB^{\delta o} = PB + 9 \cdot K_{\delta o} , \quad (13)$$

$$PB^y = PB + \left(\frac{K_y}{28} \right) . \quad (14)$$

Для динамического напряжения сдвига (Па):

$$ДНС^{60} = ДНС + 4,6 \cdot K_{60} . \quad (15)$$

Для статического напряжения сдвига за 10 и за 600 секунд (Па):

$$CHC_{10}^{60} = CHC_{10} + 4,6 \cdot K_{60} , \quad (16)$$

$$CHC_{600}^{60} = CHC_{600} + 4,6 \cdot K_{60} . \quad (17)$$

Реологические характеристики СНС и ДНС РУО несущественно изменяются при добавлении утяжелителя до плотности 1400 кг/м³.

На последнем этапе приготовления РУО обрабатывался понизителем фильтрации в диапазоне от 5 до 10 кг/м³. Установлено, что при концентрации 10 кг/м³ (K_{np} – концентрация понизителя фильтрации, кг/м³) фильтрация НРНТ составила 0,2 см³/30минут, увеличение концентрации более 10 кг/м³ нецелесообразно. Получена логарифмическая зависимость для прогнозирования фильтрации НРНТ, см³/30мин:

$$\Phi_{НРНТ} = -3,44 \cdot \ln(K_{np}) + 8,19 . \quad (18)$$

Промысловые и экспериментальные исследования позволили, на основе статистической обработки результатов, определить базовые зависимости, которые позволяют методически моделировать параметры РУО (электростабильность, пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжения сдвига, показатель фильтрации НРНТ). Предложен критерий – коэффициент режима диспергирования, позволяющий на начальном этапе приготовления раствора прогнозировать электростабильность РУО при заданном давлении и времени диспергирования, либо определять необходимое давление и время диспергирования для заданного значения электростабильности, а также является отправным фактором для определения основных технологических параметров РУО.

В третьей главе разработан алгоритм оценки сил сопротивлений при СПО, обусловленных гидравлическим прижатием бурильной колонны в наклонно-направленных скважинах, который дает возможность оптимизировать и ограничивать максимальную плотность бурового раствора.

Основная доля аварий и инцидентов при бурении скважин приходится на дифференциальные прихваты. Причина прихватов, по нашему мнению, заключается в резком возрастании сил сопротивлений, обусловленных совместным проявлением сил трения от веса инструмента и гидравлической силы от прижатия труб дифференциальным перепадом давления. Вторая составляющая сил трения существенно возрастает из-за роста плотности бурового раствора, и это может приводить к превышению допустимых нагрузок при подъеме и спуске бурильной колонны, что вызывает дополнительные затраты времени на решение этой проблемы.

Для скважин с пространственным профилем ствола общепринятым можно считать метод расчета сил сопротивлений при движении колонн труб разработанный Александровым М.М. В этом подходе не уделяется должное внимание механизму прижима труб к стенке из-за действующего перепада давления между скважиной и поровым пространством горной породы.

На силы гидравлического прижатия влияют площадь контакта труб с глинистой коркой. Для определения площади S_k нужно знать параметры профиля скважины, определить границы контакта (по замкам и по трубам). В работе Логачёва Ю.Л. и др. показано (рис. 3), что бурильные трубы на криволинейных участках могут касаться телом стенки скважины:

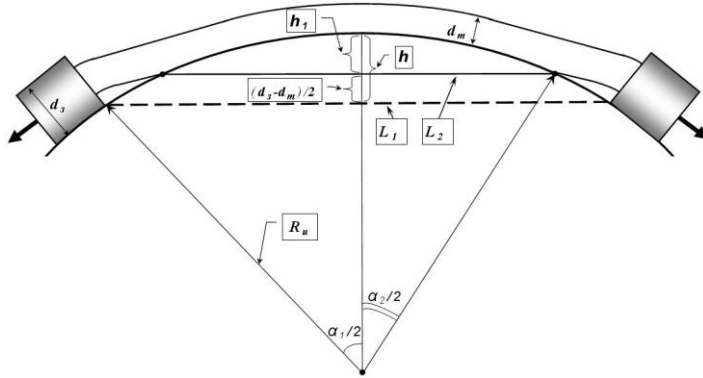


Рисунок 3 – Схема охвата трубой искривленного участка скважины

Для нахождения площади контакта трубы со стенкой скважины и длины прижатой части используются формулы:

$$S_k = l_{np} \cdot r \cdot \alpha, \quad (19)$$

$$l_{np} = \alpha_2 \cdot R_u, \quad (20)$$

где S_k – площадь контакта трубы со стенкой скважины, м²; l_{np} – длина прижатой части трубы к стенке скважины, м; r – наружный радиус трубы, м; α – угол дуги контакта с глинистой коркой по наружному диаметру трубы, рад; α_2 – угол дуги контакта трубы со стенкой скважины, рад; R , R_u – радиусы скважины и искривления, м; k – толщина глинистой корки, м.

$$\alpha = 2\pi - 2 \cdot \arccos \left(\frac{r^2 + (R-r)^2 - (R-h)^2}{2 \cdot r \cdot (R-r)} \right), \quad (21)$$

$$\alpha_2 = 2 \cdot \arcsin \left(\frac{\sqrt{2 \cdot R_u \cdot h_1 - h_1^2}}{R_u} \right). \quad (22)$$

В работе Логачёва Ю.Л. приведена формула по определению стрелки хорды h_1 (рис. 3):

$$h_1 = h - \left(\frac{d_3 - d_m}{2} \right), \quad (23)$$

где d_3 и d_m – диаметры замка и трубы; h – стрелка хорды.

В диссертационной работе она была уточнена:

$$h_1 = h - \frac{(d_3 - d_m)}{2} \cdot \cos\left(\frac{\alpha_1}{2}\right), \quad (24)$$

где α_1 – угол стягивающий хорду L_1 , характеризует дугу охвата трубой стенки скважины без учета длины замков.

Если радиус искривления в интервале R_u больше критического радиуса R_{kp} , то бурильные трубы не касаются стенок скважины и $S_k = 0$.

$$R_{kp} = \frac{l_m}{2 \cdot \sin \left[2 \cdot \arctg \left(\frac{d_3 - d_m}{l_m} \right) \right]}, \quad (25)$$

где l_m – длина трубы без учета длины замков, м.

Силы прижатия F_i и трения F_{Qm} от собственного веса бурильной колонны определяются по методике Александрова М.М.:

$$F_i = \sqrt{(q_i * L_i * \sin \alpha_{cpi} - P_i * \Delta \alpha_i)^2 + (P_i * \Delta \varphi_i * \sin \alpha_{cpi})^2}, \quad (26)$$

$$F_{Qm} = K_{mp} \cdot \sum_{i=1}^m F_i, \quad (27)$$

где F_i – сила прижатия труб к породе от собственного веса колонны в i -м сечении, Н; $\Delta \alpha_i$, $\Delta \varphi_i$, α_{cpi} – приращения зенитного и азимутального углов и средний угол на искривленном участке, рад; P_i – растягивающая сила, действующая на участке бурильной колонны, Н; q_i – погонный вес элемента труб, Н/м; L_i – длина участка труб, м; K_{mp} – коэффициент трения.

Усилия, возникающие при принудительном продвижении на искривленных участках, которые обусловлены жесткостью труб нами не учитывались. Расчеты показывают, в растянутой части они несущественны.

Гидравлическая сила прижатия труб F_{zi} дифференциальным перепадом давления в i -м сечении и сила трения F_{Pm} находятся по формулам:

$$F_{zi} = 0,5 \cdot \left(\frac{(S_{k,3,i} + S_{k,m,i}) \cdot P_{диф i}}{2} \right), \quad (28)$$

$$F_{Pm} = K_{mp} \cdot \sum_{i=1}^m F_{zi}, \quad (29)$$

где $S_{к.з.i}$ и $S_{к.т.i}$ – соответственно площади соприкосновения замков и тела трубы с глинистой коркой, м²; $P_{диф.i}$ – статическая репрессия (при циркуляции жидкости – дифференциальное давление), Па.

Общая сила сопротивления при движении бурильной колонны включает в себя силы трения от собственного веса колонны и от гидравлического прижатия, находится по формуле:

$$F_{Sm} = F_{pm} + F_{qm} . \quad (30)$$

При высокой плотности бурового раствора реально возникают условия, когда посадки (затяжки) возникающие от высоких сил сопротивления при движении колонн из-за подавляющего влияния усилий гидравлического прижатия, могут ошибочно определяться, как результат некачественного состояния ствола (его геометрии).

Анализ промышленного материала при бурении в терригенных отложениях на месторождениях имени Р.Требса (скв. №2016 и №2018) и А.Титова (скв. №1011), показал отрицательные последствия после увеличения плотности с 1180 до 1350 кг/м³. При плотности промывочной жидкости в интервале 1180-1260 кг/м³ были зафиксированы посадки и затяжки свыше 100 кН (10 тонн), а при плотности более 1260 кг/м³ наблюдались неоднократные потери подвижности бурильного инструмента. Существенно увеличилось время на СПО (из-за проработок мест посадок и затяжек), и затраты времени на ликвидацию прихватов (рис. 4), что привело к снижению ТЭП углубления.

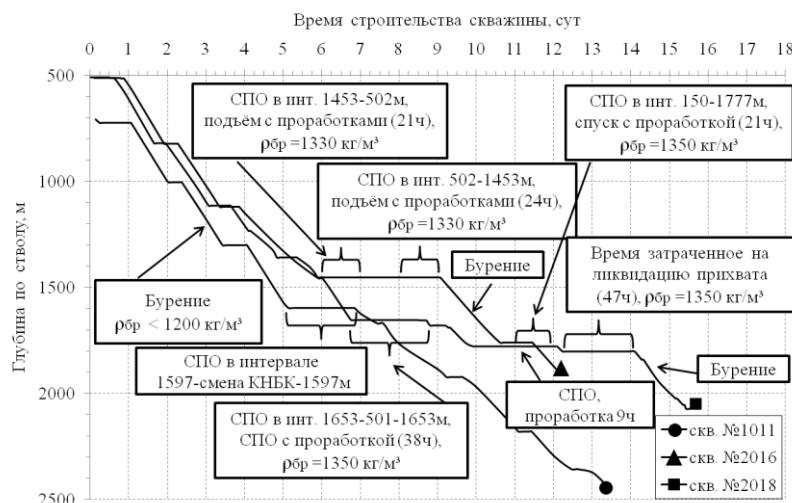


Рисунок 4 – График строительства скважин №1011, №2016 и №2018

Расчеты сил сопротивления, проведенные по разработанной методике, подтверждают промысловые наблюдения. При плотности 1260 кг/м^3 были зафиксированы посадки свыше 100 кН (10 тонн) при спуске (рис. 5), а при подъеме с плотностью раствора $1300\text{-}1350 \text{ кг/м}^3$ нагрузка на крюке превышала вес инструмента в жидкости более чем на 400 кН (40 тонн) (рис. 6). Эти критические значения определяют по регламенту (необходимость проведения проработки ствола скважины или означают прихват инструмента).

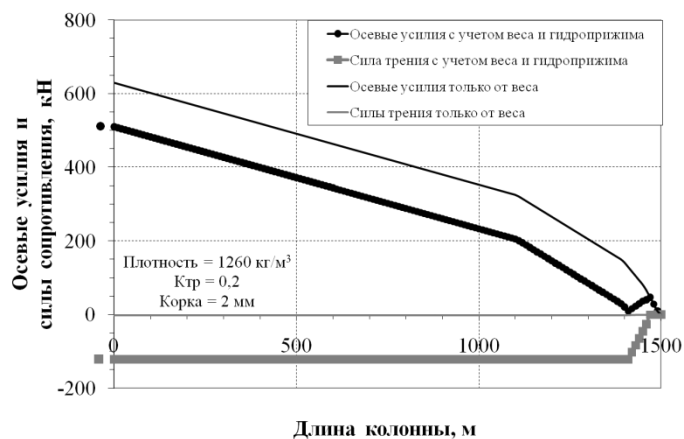


Рисунок 5 – Динамика действующих на бурильную колонну сил при спуске

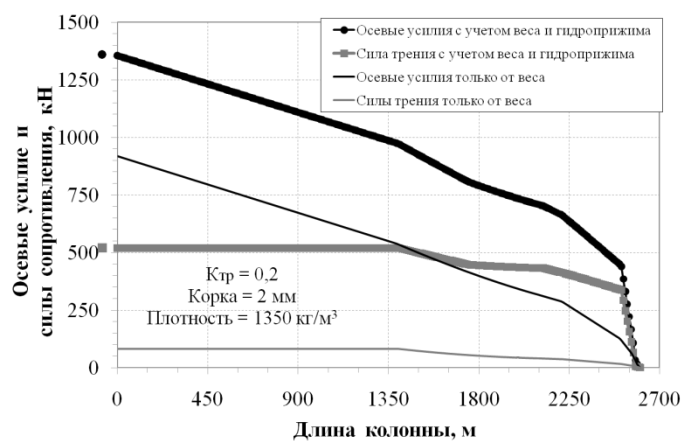


Рисунок 6 – Динамика действующих на бурильную колонну сил при подъёме

Основная часть прижимающей силы приходится на УБТ (примерно 75 %), т.к. у этих труб максимальная контактная поверхность. Расчет прижимающих сил производился только против проницаемых пластов.

На рис. 7 показано влияние параметров бурового раствора на общую силу сопротивления.

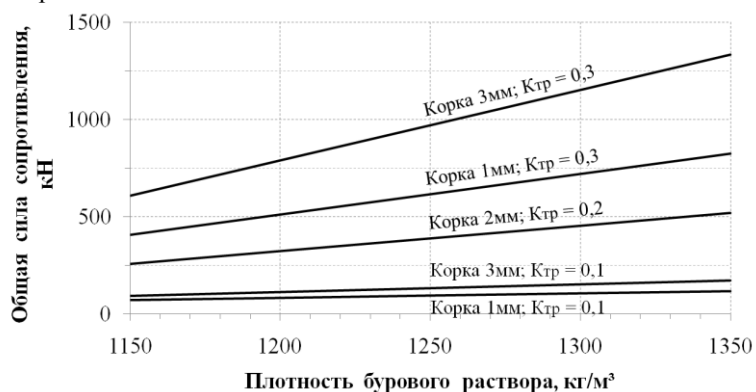


Рисунок 7 – Влияние параметров раствора на общую силу сопротивления

На рисунке 7 можно наблюдать, что с увеличением плотности бурового раствора, коэффициента трения и толщины фильтрационной корки общие силы сопротивления при движении бурильной колонны сильно возрастают, подчиняясь в основном линейной зависимости. Коэффициент трения в большей мере влияет на величину общей силы сопротивления, чем толщина глинистой корки.

Разработан усовершенствованный алгоритм расчёта сил сопротивлений, учитывающий гидравлическое прижатие бурильной колонны в наклонно-направленных скважинах, который позволяет обосновать верхнюю границу плотности бурового раствора, при превышении которой возникают посадки/затяжки недопустимые регламентом. В результате проведенного анализа и численного моделирования для терригенных отложений на месторождениях северо-восточной части Хорейверской впадины Тимано-Печорской НГП рекомендована плотность промывочной жидкости 1120-1180 кг/м³, а также расчетами подтверждена верхняя граница плотности — 1260 кг/м³. При её превышении возникают посадки недопустимые регламентом, а при плотности 1300-1350 кг/м³ силы трения возрастают так, что колонна обездвиживается.

В четвертой главе разработана методика по оценке стесненности гидромониторных струй в межшарошечном пространстве для оптимизации промывки скважины при проектировании и при мониторинге углубления.

Для гарантированного повышения ТЭП углубления скважины, по нашему мнению необходимо уделить более пристальное внимание к особенностям распространения струй в ограниченном объеме межшарошечного пространства. Для эффективной работы гидромониторных шарошечных долот, струя должна свободно проходить от начала насадки до забоя бурящейся скважины. Влияние стесненности на параметры струи в реальных долотах экспериментально почти не исследовалось.

Для эффективного проектирования промывки забоя разработан измерительный инструмент для определения границ контакта струи с элементами долота, со стенкой скважины, угла наклона оси струи к забою, площади поражения на забое (патент на полезную модель №156858 «Устройство для оптимизации работы гидромониторного долота»). Такой измерительный инструмент необходим на буровой технологам и инженерному долотному сервису, а также для контроля продукции заводам изготовителям буровых долот.

Пример инструментального замера параметров струи истекающей из насадки 10,31 мм, для долота 215,9 СЗ ГАУ показан рисунке 8.

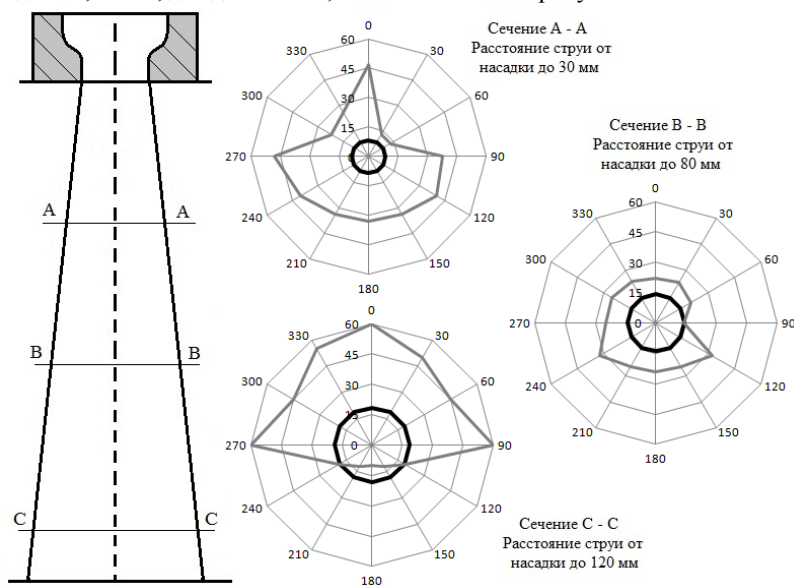


Рисунок 8 – Оценка вписываемости струи в межшарошечное пространство

Замер позволяет определить контакт струи с зубьями шарошки (сечение В-В, рис. 8) и со стенкой скважины (при длине струи от 90 до 140 мм, сечение С-С). По замеру центр струи находится в 10 мм (Δr) от стенки скважины. Для всех стандартных насадок с диаметрами от 7,14 до 22,23 мм посчитана с использованием формулы (30) доля площади контакта струи с забоем, которая уменьшается от 83,8% до 78,5%.

$$S_n = \pi \cdot R_c^2 - \frac{1}{2} \left[R_c^2 \cdot (\alpha - \sin \alpha) - R_o^2 \cdot (\beta - \sin \beta) \right], \quad (31)$$

где R_c – радиус струи на забое; R_o – радиус долота; Δr – расстояние от центра струи на забое до стенки скважины:

$$\alpha = 2 \cdot \arccos \left[1 - \frac{R_o^2 + R_x^2 - R_x / R_y \cdot (R_o^2 + R_y^2 - R_c^2)}{2 \cdot R_c^2} \right], \quad (32)$$

где $R_x = R_o - R_c + \Delta r$; $R_y = R_o - \Delta r$

$$\beta = 2 \cdot \arcsin \left(\frac{R_c \cdot \sin(\alpha / 2)}{R_o} \right). \quad (33)$$

В таблице 2 представлены промысловые результаты исследования трёхшарошечных гидромониторных долот, где определялись максимальные (паспортные) диаметры насадок, исходя из условия возникновения контакта границы струи с элементами вооружения (шарошками, лапами, зубьями) и расстояние от среза насадок до контакта со стенкой скважины.

Таблица 2 – Паспортные характеристики гидромониторного долота

Типоразмер долота	Максимальные диаметры стандартных и (удлиненных) насадок по узлам крепления, мм			Расстояние от среза стандартных и (удлиненных) насадок до контакта со стенкой скважины, мм		
	I узел	II узел	III узел	I узел	II узел	III узел
215,9 мм EQN 537W 42R	12,7 (15,88)	12,7 (20,65)	12,7 (19,05)	90 (95)	90 (100)	90 (100)
215,9 мм EQN 517W 20R	10,31 (15,88)	9,52 (15,88)	12,7 (20,65)	90 (100)	100 (105)	90 (95)
215,9 мм EQN 537W 30R	14,27 (20,65)	10,31 (17,45)	14,27 (22,25)	85 (95)	95 (105)	85 (95)

Для совершенствования методик основанных на критериях $P_{эф}$ – эффективного давления струи (Логачев Ю.Л.) и J – (Осипов П.Ф.) предложен коэффициент стесненности струй K_c , который повышает эффективность критериальной оценки оптимизации промывки забоя по формулам:

$$J' = \frac{P_{oc} \cdot K_c - P_{диф}}{P_{oc} \cdot K_c} = 1 - \left(\frac{P_{диф}}{P_{oc} \cdot K_c} \right), \quad (34)$$

$$P'_{эф} = P_{oc} \cdot K_c - P_{диф}, \quad (35)$$

где P_{oc} – осевое давление в центре струи на забое.

Коэффициент K_c – среднее соотношение диаметров насадок – d_{max}/d_i . Если соотношение получается больше единицы ($d_{max} > d_i$), то оно становится равным 1,0. Коэффициент стесненности струй вычисляется по формуле:

$$K_c = \frac{1}{2 \cdot n} \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{d_{max\ i}}{d_i} \cdot \left[1 - \text{SGN} \left(\frac{d_{max\ i}}{d_i} - 1 \right) \right] + \left[1 - \text{SGN} \left(1 - \frac{d_{max\ i}}{d_i} \right) \right] \right\}, \quad (36)$$

где $d_{max\ i}$ – максимальный диаметр насадки для i -го узла, по условию свободного прохождения струи до забоя; d_i – диаметр применяемой насадки; SGN – функция определяет знак (принимает значение +1, -1 или 0).

В таблице 3 оценивается эффективность расположения насадок в узлах крепления через K_c . Коэффициенты стесненности для 3-х насадок отличаются от идеального на 2,6-8,8%, а для варианта из 2-х насадок более существенно на 21,4%. Под эффективностью расстановки насадок по узлам крепления подразумевается: (+) струя доходит свободно до забоя, а (-) струя стеснена и теряет свою компактность и потенциал. В таблице 4 оцениваются параметры гидромониторной промывки, с учётом стесненности струй.

Таблица 3 – Влияние расстановки насадок в узлах крепления на коэффициент стесненности струй для долота 8¹/₂EQH 517W 20R.

Диаметры насадок в гидромониторных узлах, мм			Эффективность расстановки насадок	Соотношение d_{max}/d_i для каждого гидромониторного узла			Коэффициент стесненности K_c
I	II	III		I	II	III	
10,31	9,52	12,7	+++	1	1	1	1
10,31	12,7	9,52	+ - +	1	0,750	1	0,917
9,52	10,31	12,7	+ - +	1	0,923	1	0,974
9,52	12,7	10,31	+ - +	1	0,750	1	0,917
12,7	9,52	10,31	- + +	0,812	1	1	0,937
12,7	10,31	9,52	- - +	0,812	0,923	1	0,912
15,88	10,31	нет	- -	0,649	0,923	нет	0,786

Таблица 4 – Критерии гидромониторной промывки, с учётом стесненности струй в межшарошечном пространстве долота 8¹/₂EQH 517W 20R.

Вариант	Диаметры насадок в гидромониторных узлах, мм			Параметры промывки	K_c	Критерии эффективности гидромониторной промывки		
	I	II	III			%	$P_{эф}$	J'
1	10,31	9,52	12,7	$P_{эф} = 1,26$ МПа; $Q = 31$ л/сек; $f_o = 2,813$ см ²	1	100	0,241	0,163
2	10,31	12,7	9,52		0,917	91,7	0,118	0,087
3	9,52	10,31	12,7		0,974	97,4	0,203	0,141
4	9,52	12,7	10,31		0,917	91,7	0,118	0,087
5	12,7	9,52	10,31		0,937	93,7	0,148	0,107
6	12,7	10,31	9,52		0,912	91,2	0,111	0,083
7	15,88	10,31	нет		0,786	78,6	-0,075	-0,065

В таблице 4 показано, что только первый вариант в полной мере реализует гидромониторный эффект. Для вариантов 2-7 критерий J' оказался занижен из-за влияния коэффициента стесненности струи K_c .

Влияние K_c на величину критериев эффективности гидромониторной промывки $P'_{эф}$ и J' , показывают расчеты в таблице 4. Напомним, что коэффициент стесненности (табл. 3) в последнем худшем варианте ниже идеального на 21,4 %, а его влияние на уточненные критерии более существенное. В таблице 4 разница между первым и шестым вариантом достигает 49 %. Если в таблице 3 между первыми двумя вариантами различие в коэффициентах стесненности равнялось 8,3 %, то из таблицы 4 критерий эффективности гидромониторной промывки J' в этих вариантах отличается почти в два раза.

Применение предложенного критерия стесненности для оценки эффективности гидромониторной промывки, позволяет методически выбирать однозначный оптимальный вариант доступных комбинаций насадок и их рациональное размещение в узлах крепления.

Заключение

1. Комплексный подход к анализу технологии промывки скважины позволил определить пути снижения затрат времени на приготовление растворов на углеводородной основе; исключить непроизводительное время на дополнительные операции, вызванные осложнениями в стволе скважины путем технологического обоснования предельно допустимых значений плотности буровых растворов; рационально реализовывать гидравлическую мощность на забое с учетом стесненных условий межшарошечного пространства и за счет этого повысить ТЭП углубления.

2. Установлено, что технология приготовления основы РУО характеризуется базовыми коэффициентами режима диспергирования, которые дают возможность прогнозировать основные технологические параметры растворов на углеводородной основе, либо определять необходимый режим работы диспергатора (давление и время процесса) для заданного значения параметра электростабильности, что позволяет минимизировать затраты времени и повысить ТЭП углубления скважины.

3. На основе промысловых исследований разработана методика определения сил сопротивления при движении инструмента в искривленном стволе скважины, учитывающая гидравлическое прижатие труб. Методика позволяет оценить величину критической, прихватоопасной плотности, зависящую от параметров профиля, толщины глинистой корки, коэффициента трения, пластового давления и за счет этого исключить или существенно сократить непроизводительные затраты времени на борьбу с осложнениями.

4. Обоснован критерий стесненности для уточнения и оценки критериев эффективности гидромониторной промывки $P_{эф}$ и J^* , который определяется в результате обмера геометрических параметров полости в межшарошечном пространстве и позволяет однозначно найти оптимальный вариант доступных комбинаций насадок и их рациональное размещение в узлах крепления, что обеспечивает гарантированное повышение ТЭП.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих наиболее значимых работах:

а) в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ

1. Кравчук М.В., Близнюков В.Ю., Уляшева Н.М., Логачёв Ю.Л. Опыт моделирования рецептуры утяжеленного бурового раствора на углеводородной основе с заданными технологическими параметрами / М.В. Кравчук // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2016. – № 2. – С. 19–23.
2. Кравчук М.В., Уляшева Н.М. Выбор бурового раствора при вскрытии терригенных отложений на месторождениях Тимано-Печорской провинции / Кравчук М.В., Уляшева Н.М. // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2015. – № 2. – С. 42–44.
3. Кравчук М.В., Логачев Ю.Л. Анализ резервов при реализации гидромониторной промывки / Кравчук М.В., Логачев Ю.Л. // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2015. – № 2. – С. 15–18.

б) в других изданиях и материалах конференций

4. Кравчук М.В., Логачёв Ю.Л. Кейн С.А., Михеев М.А. Обоснование критической «прихватоопасной плотности» в осложненных горно-геологических условиях / М.В. Кравчук, Ю.Л. Логачёв, С.А. Кейн, М.А. Михеев // Международная конференция «Рассохинские чтения» [Текст]: материалы конференции (2-3 февраля 2017 г.): в 2 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2017. – 256-261 с.

в) патенты

5. Патент №156858 Российской Федерации, G01B5/00. Устройство для оптимизации работы гидромониторного долота / М.В. Кравчук, Ю.Л. Логачёв. Опубликовано: 20.11.2015 Бюл. № 19.