

РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА И УСТРАНЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ ТРУБ

Ал-обаиди Софян Самеер, Харламов С.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дифференциальный прихват трубы (ДПТ) является распространенным явлением и приводит к увеличению затрат при бурении скважин. Снижение рисков при ДПТ имеет огромное значение из-за низкой рентабельности буровых проектов. Новая технология буровых растворов, использующая жидкости с низким и сверхнизким содержанием твердых частиц, может снизить риски прихвата труб. Критически анализируются современные результаты промысловых данных и лабораторных испытаний по рассматриваемым проблемам [1, 2]. Обсуждаются особенности и закономерности прихвата трубы при эксплуатации скважин в нефтяной промышленности с целью обоснования необходимости совершенствования методов испытаний, разработки новых жидкостей для минимизации рисков и раннего выявления проблем функционирования технологического оборудования.

Актуальность вопроса. Проблемы дифференциального прихвата трубы традиционно связаны с формированием фильтрационной корки у стенки скважины и высоким перепадом давления (рис. 1). Для их решения разрабатываются эффективные технологии создания буровых растворов, которые генерируют фильтрационную корку раствора на стенках скважин и исследуют его на подвижность. Хорошо известно [3, 4], что фильтрационная корка бурового раствора отвечает за предотвращение проникновения промывочной жидкости в пласт и обеспечивает проницаемость пород. В новых технологиях буровых растворов все чаще используются буровые растворы с низким и сверхнизким содержанием твердых частиц, которые не образуют глинистую корку, подобно бентонитовым системам. Это обеспечило прогресс в вопросах профилактики прихватов труб. Тем не менее, проблема по-прежнему сохраняется для нефтяных и газовых скважин, т.к. существующее избыточное давление является дополнительным и сложно управляемым корректирующим фактором. В спектре физических процессов, сопровождающих бурение, трение между бурильной колонной и стенкой ствола скважины является одним из главных механизмов, способствующих прихвату трубы. Оно наиболее выражено при буровом растворе с низким содержанием твердых частиц, в частности, при бурении горизонтальных и вертикальных участков скважин. Таким образом, прогноз особенностей изменений дифференциального давления является одним из важных факторов, которые должны быть учтены при минимизации рисков прихватов труб. Причем для соблюдения этих положений необходимо обеспечить отсутствие глинистой корки раствора.

Важно отметить, что риски, связанные с ДПТ, могут быть обнаружены при контроле уровня крутящего момента и сопротивления во время процесса бурения. Высокий крутящий момент или сопротивление часто ассоциируется с извилистой геометрией скважины, но это не всегда соблюдается в зонах с низким давлением и нормальной плотностью бурового раствора. Наш анализ известных публикаций показывает [1-4], что постоянный мониторинг уровней крутящего момента и сопротивления может обеспечить эффективную систему раннего обнаружения. Сигналы об увеличении риска ДПТ можно получить при признаках затруднения труб при входе или выходе из скважины, а также медленного проникновения из-за некорректного веса долота. В частности, для снижения рисков на месторождении необходимо формировать давление в пласте. Так, на рисунке 2 представлено проникновение бурового раствора в пласт из-за недостаточной герметизирующей способности, которая вызывает силу трения из-за избыточного давления. Рисунок 3 иллюстрирует картину особенностей физических процессов в системе «пласт – скважина – стенка трубы», при которых буровой раствор обладает идеальными герметизирующими свойствами и предотвращает как проникновение жидкости, так и снижение сил трения. Повышение герметизирующей способности бурового раствора может быть усовершенствовано благодаря жидкостным составам, такими как карбонат кальция и микронизированная соль. Тем не менее, основной задачей в этом процессе является получение эффективных свойств бурового раствора для предотвращения затекания раствора в проницаемые пласты [4-6].

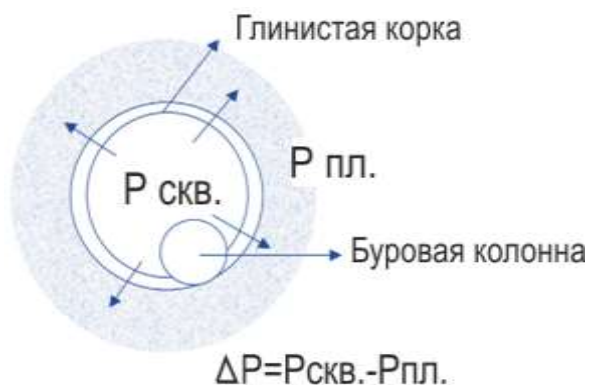


Рис. 1. Состояние обширной глинистой корки в сочетании с перепадом давления, вызывающего дифференциальный прихват трубы

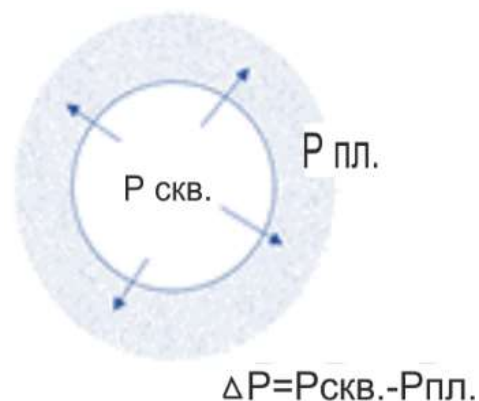


Рис. 2. Возникновение инвазивного флюида в условиях, при которых в пласт передается дифференциальное давление и бурильная колонна фиксируется на стенке ствола

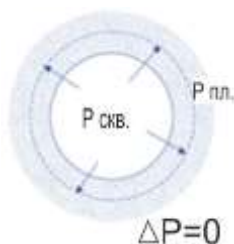


Рис. 3. Идеальные условия флюида при отсутствии перепада давления в обсаженном стволе и герметизации внутренней полости

Мониторинг производительности в полевых условиях. Тест на фильтрацию API является важным инструментом для мониторинга проникновения бурового раствора в пласт. В настоящее время нефтяные компании изучают альтернативные методы с использованием различных проницаемых сред и аппаратов. Одним из таких методов является формирование рабочей группы для определения наилучшей альтернативы замены теста фильтрации API в буровых установках.

Практика работ на промысле показывает, что буровые растворы с отличными неинвазивными свойствами могут потерять свою герметизирующую способность уже через несколько часов. В настоящее время значение фильтрации API указывается в диапазоне, определенном для бурового раствора. Для решения этой проблемы предложено провести простое испытание на буровой установке по разработке прозрачной ячейки для мониторинга проникновения жидкости через песчаный пласт. Эта ячейка используется в полевых условиях для поддержания свойств жидкости и испытания материалов с потерями циркуляции (ПЦ) [2]. Получение показателей при лабораторных и буровых испытаниях позволят установить новый стандарт, который способно заменить испытания на тест по фильтрации API.

Результаты полевых испытаний. Причиной дифференциального прихвата трубы часто служит перепад давления, но не всегда ясно, чем она вызвана. Показателем застревания буровой колонны является отсутствие вращения и движения, но при этом сохраняется способность к циркуляции жидкости. Несомненно, причиной являются неинвазивные свойства бурового раствора, такие как низкое значение фильтрации API. При проведении испытаний в полевых условиях, ситуация рассматривалась с разных точек зрения.

В первой скважине буровой раствор на водной основе был спроектирован как неинвазивный, но интервалы пластов указали на текучесть раствора в проницаемых зонах. Высокое сопротивление при выходе из скважины и повышенная сложность при обратном врезании привели к застреванию трубы, что, в свою очередь, привело к циркуляции кислоты и дальнейшим спускоподъемным операциям.

Результаты по следующей скважине при использовании такого же бурового раствора показали динамическую потерю в 70 баррелей за час. Добавление большого количества раствора снизило динамические потери до 8 баррелей в час. Важно отметить, что даже при использовании промывочной жидкости буровой раствор является инвазивным, о чем свидетельствуют динамические потери в скважинах. Выяснено, что в двух анализируемых скважинах 33 % случаев застревания труб связаны с перепадом давления, о чем свидетельствуют потери жидкости. На одном месторождении, в пяти эксплуатационных скважинах, дифференциальное давление привело к прихвату трубы, что привело к потере более 100 дней работоспособности буровой установки.

Факторы дифференциального прихвата трубы часто неправильно интерпретируются, не принимая во внимание результаты фильтрации API или кольматантов в жидкости. Установлено, что отсутствие эффективного метода проверки инвазивных характеристик флюидов на буровой установке приводит к получению недостоверных данных об оптимальных условиях бурового раствора.

Выводы. Данные настоящего исследования указывают, что буровые растворы с низким и сверхнизким содержанием твердых частиц не образуют глинистую корку на стенке скважины, а вместо этого образуют тонкую пленку. Основным механизмом прихвата является высокое трение, создаваемое буровой колонной при контакте со стенкой скважины, прижимаемой к ней высоким аномальным давлением. Использование бурового раствора с идеальными неинвазивными характеристиками снижает риск прихвата труб. Для оценки неинвазивных свойств буровых растворов разработан простой лабораторный тест. Установлено, что стандартизация лабораторных и буровых испытаний необходима для корректного проектирования и обслуживания буровых растворов. Результаты при полевых условиях позволяют выявить неверную интерпретацию этих испытаний, указывают на актуальность направлений исследований по совершенствованию технологий процесса бурения и разработок более эффективных методик.

Литература

1. Аль-Шаргаби М. А. Т. С., Аль-Мусаи А. Х. А. Сравнительный анализ программ оценки риска застревания буровых труб в нефтегазовой скважине // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 2021. – Т. 2. – С. 502–504.
2. Аш-Шаргаби М. А., Аль-Мусаи А.Х.А. Обзор применения материалов для контроля и предотвращения потери циркуляции на буровых растворах на водной основе MATC. Новые идеи в науках о Земле, 2021. – С. 147–150.
3. Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D. A novel automated model for evaluation of the efficiency of hole cleaning conditions during drilling operations // Applied Sciences. – 2023. – Т. 13. – № 11. – С. 6464.
4. Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D. A novel model for the real-time evaluation of hole-cleaning conditions with case studies // Energies. – 2023. – Т. 16. – № 13. – С. 4934.

5. Al Rubaii M. M. et al. A new automated cutting volumes model enhances drilling efficiency // Offshore Technology Conference. – OTC, 2020. – С. D011S013R005.
6. Аль-Шаргаби М. А. Т. С., Альмусаи А. Х., Вазеа А. А. Ш. А. Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин // Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки. – 2018. – С. 47-52.

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТАЙНОЙ 178 КОЛОННЫ

Антипов В.В.¹

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев²

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные тенденции нефтедобывающей промышленности указывают на постепенное снижение уровня добычи нефти и газа из «простых» месторождений и необходимость разработки месторождений, находящихся в сложных горно-геологических условиях, требующих усложнение конструкции и разрабатываемых решений.

Объектом исследования данной работы являются скважины, в составе которых присутствует промежуточная техническая колонна диаметром 244,5 мм, при бурении из-под которой вскрывается продуктивный горизонт эксплуатационной колонной. Целью работы является снижение материально-технических затрат и установление границ рентабельности проведённой оптимизации строительства скважин.

В работе в качестве отправной точки и примера для расчётов, принята типовая конструкция горизонтальной скважины месторождения Западно-Сибирского региона, представленная в таблице 1. В её состав входят:

- направление для перекрытия верхних неустойчивых интервалов;
- кондуктор для перекрытия интервала многолетнемёрзлых пород;
- техническая колонна для исключения гидроразрыва пород при закрытом устье во время газонефтеводопроявления при бурении продуктивного пласта;
- эксплуатационная колонна для бурения интервала под хвостовик и спуска хвостовика;
- хвостовик для эксплуатации продуктивного горизонта.

Таблица 1

Конструкция типовой скважины

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска по вертикали / по стволу		Интервал цементирования по вертикали / по стволу	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Направление	426,0	490,0	0/0	140/140	0/0	140/140
Кондуктор	323,9	393,7	0/0	550/550	0/0	550/550
Техническая колонна	244,5	295,3	0/0	2100/2565	0/0	2100/2565
Эксплуатационная колонна	177,8	220,7	0/0	3102/4084	0/0	3102/4084
Хвостовик	114,3	155,6	3097/4054	3115/5081	-	-

Продуктивный пласт насыщен нефтью и залегает на глубине 3110 м по вертикали. Дополнительно в разрезе имеется транзитный пласт, находящийся на глубине 3035 м по вертикали. В интервале 0–500 м присутствуют многолетнемёрзлые породы.

Техническая и эксплуатационная колонны, а также хвостовик рассчитаны с учётом вскрытия продуктивного горизонта и с учётом воздействия возможных давлений при газонефтеводопроявлении. По расчёту минимально необходимая глубина спуска обсадной колонны для вскрытия флюидонасыщенных горизонтов составляет 1587 м по вертикали. Спуск кондуктора на данную глубину невозможен, по причине возможных осложнений в интервале многолетнемёрзлых пород. Для исключения осложнений и беспрепятственного бурения до проектной глубины кондуктор бурится вертикально и устанавливается с перекрытием зоны многолетнемёрзлых пород на 50 м по вертикали.

Спуск технической колонны обусловлен минимально необходимой глубиной по расчёту для исключения гидроразрыва породы при газонефтеводопроявлении, а также для перекрытия сеноманских отложений, в которых возможны осложнения. Эксплуатационная колонна устанавливается в кровлю продуктивного пласта, чтобы минимизировать возможные осложнения при бурении интервала под хвостовик, а также при его спуске. Сравнение возможности строительства предоставлено на рисунке 1 при помощи графиков совмещённых давлений.

В результате проведённых расчётов установлено, что аналогом существующей типовой конструкции скважины может являться конструкция, представленная в таблице 2. Эксплуатационная колонна 177,8 мм заменяется на потайную колонну такого же диаметра и устанавливается с перекрытием 250 м и герметизирующим устройством в предыдущей колонне 244,5 мм. Техническая колонна становится эксплуатационной.

В новой конструкции скважины имеется ряд преимуществ:

- экономия обсадных труб 177,8 мм, экономия тампонажного раствора, сокращение времени строительства скважины;
- снижение гидравлических сопротивлений за счёт увеличения кольцевого пространства;