



УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ

RESEARCH OF THE UNDERSTANDING CAUSES DIFFERENTIAL STICKING

Каменских Сергей Владиславович

доцент кафедры бурения, к.т.н., доцент,
Ухтинский государственный технический университет
skamenskih@ugtu.net

Райлян Алексей Игоревич

магистр кафедры бурения (БС-19М),
Ухтинский государственный технический университет
raylyan.igorek@mail.ru

Kamenskikh Sergey Vladislavovich

Associate Professor,
Drilling Department,
Candidate of Technical Sciences,
Ukhta State Technical University
skamenskih@ugtu.net

Railyan Alexey Igorevich

Master of Drilling Department (BS-19M),
Ukhta State Technical University
raylyan.igorek@mail.ru

Аннотация. В статье исследованы и проанализированы основные причины возникновения дифференциальных прихватов, которые являются одним из самых часто встречаемых и трудоемких видов аварий. Проведены экспериментальные исследования с использованием как отечественного, так и импортного оборудования и материалов. Установлены количественные зависимости различных факторов, влияющих на интенсивность дифференциальных прихватов в высокопроницаемых горных породах.

Ключевые слова: дифференциальные прихваты, проницаемость, адгезия, плотность, фильтрация, смазочные добавки, площадь и время контакта.

Annotation. In article the main reasons for emergence of differential sticking which are one of the most often met and labor-consuming types of accidents are investigated and analysed. Pilot studies with use of both the domestic, and import equipment and materials are conducted. Quantitative dependences of various factors influencing intensity of differential sticking in high-permeability rocks are established.

Keywords: differential sticking, permeability, adhesion, density, filtration, lubricant additives, area and time of contact.

Одним из наиболее часто встречающихся и трудоемких видов аварий являются прихваты, которые в общем балансе аварийного времени занимают от 32 до 47 % (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПНГП), Тюмень, Башкортостан) [1–3], что требует значительных временных и материальных затрат на их ликвидацию. Так, например, ООО «Интегра-Бурение» в 2010 г. затратило на ликвидацию аварий на месторождениях ТПНГП около 100 суток и 177 млн рублей, причем большая часть времени и материальных затрат ушли именно на ликвидацию прихватов. Поэтому исследование основных причин процесса прихватобразования, несомненно, является актуальной задачей.

На основании опыта строительства скважин и ряда исследований [1–8 и др.] прихваты по причинам возникновения можно классифицировать следующим образом:

1. Прихваты из-за перепада давления (дифференциальные прихваты).
2. Прихваты в желобных выработках.
3. Прихваты из-за заклинивания посторонними предметами.
4. Прихваты при заклинивании в суженной части ствола скважины.
5. Прихваты осыпавшимися неустойчивыми породами.
6. Прихваты из-за ползучести пластичных пород и текучести солей.
7. Прихваты из-за сальникообразования.
8. Прихваты из-за седиментационного осаждения твердой фазы.
9. Прихваты при цементировании и разбуривании цементного камня.
10. Прихват («прижег») алмазных долот и коронок.
11. Прихват жестких обсадных колонн из-за их заклинивания в «извилистом» стволе скважины с уступами и желобами.

12. Прихват сгустками высокой липкости при обильном поступлении сероводорода в глинистый раствор при pH примерно равном или меньше 7.

В Ухтинском государственном техническом университете (УГТУ) на кафедре бурения были исследованы и проанализированы основные причины дифференциальных прихватов с использованием прихватомера (OFITE) (рис. 1) и прибора СНС-2 (рис. 2) с цилиндрами, имеющими различные поверхности (рис. 3).



Рисунок 1 – Прихватомер



Рисунок 2 – Прибор СНС-2



Рисунок 3 – Внутренние цилиндры прибора СНС-2 с различными поверхностями (слева-направо: стальной гофрированный, стальной гладкий, алюминиевый гладкий)

Таблица 1 – Параметры тестируемых буровых растворов

Тип раствора	Плотность, кг / м ³	Фильтрация, см ³ / 30 мин.	Условная вязкость, с	СНС _{1/10} , дПа	pH
Глинистый	1050	44	19	5 / 15	9,0
Полимерглинистый	1100	12	23	10 / 15	10,0
Полимерглинистый с полигликолем	1010	7	64	6 / 15	10,5
Ингибирующий I	1050	12	35	5 / 10	10,0
Ингибирующий II	1030	10	45	15 / 20	10,0
Высокощелочной	1010	10	61	5 / 7	12,3
Биополимерный	1060	8	–	30 / 36	8,3
РУО* (ЭС** = 560 В)	1070	2–4	43	10 / 24	8,5

Примечание. * – РУО – раствор на углеводородной основе; ** – ЭС – электростабильность.

Таблица 2 – Составы тестируемых буровых растворов

Название раствора	Состав
РУО «Versaclean»	Минеральное масло, Versamul, VG-Plus, Известь, Versacoat НТ, Кальций хлористый, Карбонат кальция, вода
Глинистый	Бентонит, Na ₂ CO ₃
Полимерглинистый	Бентонит, PAC-R, PAC-LV, Na ₂ CO ₃ , NaOH
Полимерглинистый с полигликолем	Бентонит, PAC-R, PAC-LV, Полигликоль, Na ₂ CO ₃ , NaOH
Ингибирующий I	Бентонит, Duovise, Хлорид калия, PAC-R, PAC-LV, Na ₂ CO ₃ , NaOH, Thinsmart
Ингибирующий II	Бентонит, Duovise, Хлорид калия, PAC-R, Thinsmart, SP-101, Poly Plus, Na ₂ CO ₃ , NaOH
Биополимерный	Varazan, PAC-R, PAC-L, Крахмал, Мраморная крошка, Na ₂ CO ₃
Высокощелочной	Duovise, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, CaO

Буровые растворы (рис. 4) по прихватоопасности можно разделить на 4 группы: РУО (1); ингибирующие I и II (2 и 3); безглинистые (4 и 5); полимерглинистые (6 и 7) и глинистый (8).

Наименьшим моментом страгивания обладает РУО (1), который характеризуется: достаточно малой фильтрацией; стабильной и пластичной фильтрационной коркой за счет использования VG-Plus и карбоната кальция; хорошей смазывающей способностью.

Относительно небольшой момент страгивания наблюдается у ингибирующих буровых растворов I и II (2 и 3), что обусловлено использованием лигносульфоната (Thinsmart), акрилата (SP-101) и полимера (Poly Plus). При этом момент страгивания бурового раствора ингибирующий II в два раза меньше, чем ингибирующий I, что обусловлено применением акрилата (SP-101) и полимера (Poly Plus). Дополнительно, важную, но не решающую роль играет малое содержание твердой фазы (5 кг/м³) в ингибирующих растворах I и II. Таким образом, для снижения момента страгивания наибольшую эффективность показали полимер, лигносульфонат и акрилат, который способствует повышению влажности фильтрационной корки и обладает капсулирующим эффектом, в результате чего на стенке скважины образуется тонкая фильтрационная корка.

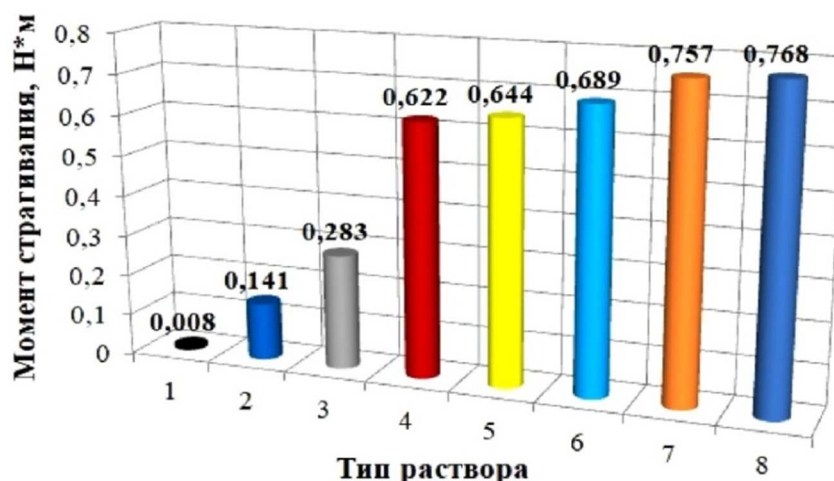


Рисунок 4 – Зависимость момента страгивания от типа бурового раствора (1 – РУО, 2 – Ингибирующий II; 3 – Ингибирующий I; 4 – Высокощелочной; 5 – Биополимерный; 6 – Полимерглинистый с полигликолем; 7 – Полимерглинистый; 8 – Глинистый раствор)

Практически равный момент страгивания имеют безглинистые промывочные жидкости (4 и 5), причем биополимерный раствор имеет несколько большую силу прихвата по сравнению с высокощелочным за счет использования мраморной крошки (МК), которая увеличивает толщину фильтрационной корки, а, следовательно, и интенсивность прихватаобразования. Момент страгивания высокощелочного безглинистого раствора в 2 раза больше, чем у ингибирующего I по причине более высокой величины pH, способствующей конформационным изменениям макромолекул.

Из протестированных промывочных жидкостей наибольший момент страгивания имеют полимерглинистые (6 и 7) и глинистый (8) буровые растворы по причине использования в качестве твердой фазы бентонита. Полимерглинистый буровой раствор с полигликолем (6), по сравнению с полимерглинистым (7) и глинистым (8), имеет меньшую силу прихвата за счет снижения содержания бентонита в своем составе и, вероятно, в меньшей степени за счет использования полигликоля.

Большинство протестированных буровых растворов содержат в своем составе целлюлозу (PAC-R, PAC-LV, PAC-L), которая не оказывает значительного влияния на момент страгивания.

Взаимодействие на границе «металл-корка» имеет сложную природу и может быть разделено:

- на силы механического трения;
- адгезионное взаимодействие.

Доля адгезионных сил по данным А.К. Сомотоя [4] может достигать 40–50 % от общих сил взаимодействия, что неоднократно было подтверждено на практике при ликвидации прихватов. Например, после полного снятия перепада давления с прихваченного инструмента требовалось приложить дополнительную силу, чтобы преодолеть действие адгезионных сил. Поэтому пренебрегать адгезионной составляющей силы прихвата нельзя.

Исследование адгезии осуществлялось с помощью прибора СНС-2 (рис. 2) с использованием различных цилиндров (рис. 3) и типов буровых растворов (табл. 2). Оценка интенсивности адгезии осуществлялась согласно методике, разработанной Р.Г. Ахмадеевым и И.В. Куваевым (RU 1772699). Методика основывается на соотношении напряжений сдвига на границах измерительных цилиндров с гофрированной (стандартный) и гладкими поверхностями (металлический и алюминиевый). Согласно этой методике необходимо добиваться отрицательных значений адгезии, характеризующих разжижение пристенного слоя. Прочность и толщина пристенного слоя может быть понижена введением в раствор поверхностно-активных веществ и смазочных добавок, способных адсорбироваться на контактирующих твердых поверхностях и блокировать места их контакта.

Наименьшие величины адгезионного взаимодействия отмечены у РУО (1) и полимерглинистого бурового раствора с полигликолем (6), что связано с их хорошей смазывающей способностью: минеральное масло и полигликоль соответственно. Это обусловлено тем, что смазочные вещества (минеральное масло и полигликоль) создают на поверхностях раздела труб с фильтрационной коркой граничные слои, которые обеспечивают гидравлическую связь между ними и заполняющим скважину буровым раствором. Все это обеспечивает выравнивание действующего в зоне контакта перепада давлений, прижимающего трубы к стенке скважины, и резкому уменьшению силы отрыва и сдвига.

Небольшой адгезией обладает также высокощелочной буровой раствор (4), что обусловлено образованием на цилиндре тонкой и плотной пленки, препятствующей адгезии твердых частиц на поверхности цилиндра. Кроме этого, отсутствие бентонита в составе раствора способствует минимизации адгезионного взаимодействия «труба-раствор».



Присутствие бентонита и полимеров в рецептурах буровых растворов (2, 3, 5, 7) повышают вязкость и адгезионное взаимодействие, что обусловлено повышением гидрофильного взаимодействия «труба-раствор». Естественно, что обработка буровых растворов (2, 3, 5, 7) смазочными добавками будет способствовать снижению сил адгезионного взаимодействия.

В целом, на основании проведенных экспериментов [2] были получены следующие выводы:

1) Наименьший момент страгивания характерен для растворов на углеводородной основе, применение которых по ряду причин ограничено. Ингибирующие буровые растворы I и II с малым содержанием твердой фазы также обладают низким моментом страгивания за счет использования полимеров, лигносульфонатов и акрилатов, причем последние наиболее эффективны. В биополимерных буровых растворах при увеличении концентрации мраморной крошки необходимо повышать содержание смазочных реагентов. Наибольший момент страгивания характерен для глинистого и полимерглинистых буровых растворов за счет использования в качестве твердой фазы бентонита.

2) С повышением проницаемости горных пород момент страгивания увеличивается. Из протестированных буровых растворов наибольший момент страгивания характерен для глинистого и далее в порядке убывания: полимерглинистого с полигликолем, ингибирующих I и II.

3) Подтверждена пропорциональная зависимость момента страгивания от перепада давления.

4) Подтверждено влияние площади контакта бурильного инструмента со стенками скважины на момент страгивания. При этом увеличение площади контакта на 18 % способствует росту момента страгивания на 23 %.

5) Важнейшую роль в повышении момента страгивания оказывает время контакта инструмента с фильтрационной коркой. Полученные зависимости имеют параболический вид, причем наибольшая интенсивность момента страгивания отмечается в первые 5 минут контакта. Наибольший момент страгивания наблюдается у глинистого бурового раствора, наименьший – у ингибирующего раствора II.

6) Достаточное значительное влияние на момент страгивания оказывает плотность бурового раствора. При этом увеличение плотности глинистого бурового раствора с 1020 до 1370 кг/м³ (в 1,3 раза) привело к росту момента страгивания в 11,1 раза. Использование мраморной крошки (МК) и мела увеличивают момент страгивания по сравнению с баритом в 2,5 и 1,5 раза соответственно. Это связано с меньшей дисперсностью барита, по сравнению с МК и мелом, в результате чего прочность фильтрационной корки увеличивается, а, следовательно, момент страгивания уменьшается. При этом у мраморной крошки наблюдается наибольший рост момента по сравнению с мелом за счет меньшей дисперсности, что обуславливает увеличение содержания коллоидной фазы в буровом растворе.

7) С течением времени (0,5–30 мин.) объем отфильтрованной жидкой фазы и момент страгивания увеличиваются. При этом максимальный рост фильтрации и момента страгивания характерен для первых 5 минут контакта. Наибольший момент страгивания от фильтрации с течением времени отмечается у глинистого раствора, наименьший – у ингибирующего бурового раствора II, что обусловлено использованием акрилата, который обладает капсулирующим эффектом, способствуя тем самым формированию плотной и тонкой фильтрационной корки.

8) Значительное влияние на вероятность возникновения прихвата оказывает степень очистки бурового раствора. При этом увеличение содержания шлама в растворе до 15 % способствует росту момента страгивания в 1,4 раза, до 45 % – в 1,5 раза. Это обусловлено тем, что при высоком содержании шлама в буровом растворе содержится меньше коллоидной фазы и больше абразивных частиц, которые формируют толстые и липкие фильтрационные корки (прихватоопасные).

9) Смазочные вещества – важная часть бурового раствора. В настоящее время разработано более 100 различных видов материалов для улучшения смазочных свойств промывочных жидкостей. Обработка раствора смазочными добавками способствует снижению момента страгивания. При этом с увеличением перепада давления эффективность использования смазывающих добавок усиливается. Установлено, что увеличение концентрации смазывающей добавки «Полиэколуб» с 1 до 3 % способствует снижению момента страгивания до 1,5 раза в зависимости от перепада давления. Однако каждая смазочная добавка эффективна для конкретного типа бурового раствора и перепада давления. Так, например, из исследованных смазочных добавок в концентрации 1 % (Полиэколуб, ФК ЛУБ, Микан-40, Глитал, ЛУБ-БКЕ, Силанж, Графит, Verlead, BDF-612, TORQ-TRIM II PLUS, ATREN-FK) наиболее эффективными оказались:

– «ФК ЛУБ» и «Микан-40» для глинистого бурового раствора при перепаде давления от 2 до 3,5 МПа и от 3,5 до 5 МПа соответственно;

– «TORQ-TRIM II PLUS» и «Verlead» для полимерглинистого раствора при перепаде давления от 2 до 3 МПа и от 3 до 5 МПа соответственно;

– «Глитал» для биополимерного раствора при перепаде давления от 2 до 5 МПа.

Дополнительно смазочные добавки снижают показатель липкости фильтрационных корок в среднем в 4,7 раз. При этом наиболее эффективными являются жидкие гидрофобные смазки типов «BDF-612» и «Verlead».



Наименьшей интенсивностью адгезионного взаимодействия обладает смазочная добавка «ATREN-FK» как при использовании стального, так и алюминиевого внутренних цилиндров. При этом исследуемые твердые смазочные добавки (силанж и графит) увеличивают интенсивность адгезии, т. е. способствуют повышению содержания дисперсной фазы в растворе.

10) Выявлено, что увеличение температуры с 23 до 79° С приводит к увеличению момента срабатывания в среднем в 1,75 раза. Это обусловлено тем, что увеличение температуры способствует:

- снижению эффективности использования полимеров;
- усилению коагуляционных процессов;
- усилению диффузионных процессов, ускоряющих отделение фильтрата и коркообразование.

11) Установлено, что наименьшей интенсивностью адгезионного взаимодействия обладает раствор на углеводородной основе и далее в порядке убывания: полимерглинистый с полигликолем, высокощелочной, ингибирующий I, полимерглинистый, ингибирующий II, глинистый. В наибольшей степени на интенсивность адгезионного взаимодействия влияет присутствие в буровом растворе бентонита, полимеров, смазочных добавок и щелочность среды. При этом наличие смазочных добавок и увеличение щелочности среды способствуют уменьшению адгезионных сил, и наоборот, бентонит и полимеры – увеличению.

Литература:

1. Каменских С.В. Оценка аварийности при строительстве скважин на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2015. – № 12. – С. 6–11.
2. Каменских С.В. Исследование и анализ причин возникновения дифференциальных прихватов в высокопроницаемых горных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2017. – № 2. – С. 6–14.
3. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» по представлению Ученого совета Ухтинского государственного технического университета / С.В. Каменских [и др.]. – Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2014. – 231 с.: ил.
4. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М. : Недра, 1984. – 205 с.
5. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М. : Недра, 1988. – 279 с.
6. Галимов М.А., Самотой А.К. Гидродинамические способы ликвидации прихватов бурительных колонн // Бурение: обзорная информация. – М., 1981.
7. Злотников Г.П., Осипов П.Ф. Разработка методов предупреждения прихватов и поломок бурительных труб на участках искривления ствола глубоких скважин : автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Ухта : УГТУ, 2007. – 24 с.
8. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. – М. : Недра, 1991. – 334 с.

References:

1. Kamenskikh S.V. Assessment of accident rate during construction of wells in the areas and fields of the Timan-Pechora province // Construction of oil and gas wells on land and sea: Scientific and Technical Journal. – M. : VNIIOENG. – 2015. – № 12. – P. 6–11.
2. Kamenskikh S.V. Research and analysis of causes of differential sticking in high-permeability rocks // Construction of oil and gas wells onshore and offshore: Scientific and Technical Journal. – M. : VNIIOENG. – 2017. – № 2. – P. 6–14.
3. Complications and accidents during construction of oil and gas wells: Textbook for students of higher educational institutions studying in the direction of master's degree program «Oil and gas business» as advised by the Academic Council of Ukhta State Technical University / S.V. Kamenskikh [et al.]. – Ukhta : Izd vo Ukhta State Technical University, 2014. – 231 p.: ill.
4. Samotoi A.K. Sticks of strings at drilling wells. – M. : Nedra, 1984. – 205 p.
5. Pustovoytenko I.P. The prevention and elimination of accidents in drilling. – M. : Nedra, 1988. – 279 p.
6. Galimov M.A., Samotoi A.K. Hydrodynamic ways of liquidation of stuck drill strings // Drilling: review information. – M., 1981.
7. Zlotnikov G.P., Osipov P.F. Development of methods for prevention of sticking and breakage of drill pipes in areas of deep wellbore curvature : Abstract of Ph. ... Cand. of Technical Sciences. – Ukhta : UGTU, 2007. – 24 p.
8. Yasov V.G., Myslyuk M.A. Drilling complications. – M. : Nedra, 1991. – 334 p.