

УДК 622.24; 539.37; 536.24; 532.54
DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4703
Шифр специальности ВАК: 01.02.05, 2.8.2

Анализ прихвата трубы при бурении скважин в южно-иракских коллекторах известняка и песчаника

С.С. Ал-обаиди, С.Н. Харламов✉

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ kharsn@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Прихват бурильных труб увеличивает непроизводительное время буровой установки, повышает риски контроля специального оборудования при проходке сложных по структуре коллекторов. Для точного описания таких негативных сценариев требуется универсальная методика, включающая комплексную геомеханическую и гидродинамическую модель с детальным прогнозом взаимосвязанных физических процессов в открытой термодинамической системе «коллектор–скважина–буровой раствор». Проблемы построения «гибкой» модели, разработки корректной методики исследования прихватов нетривиальны и представляют интерес для инженерных приложений в нефтегазовой отрасли. **Цель.** По реальным данным на месторождениях в Южном Ираке предлагается: исследовать прихваты труб при бурении скважин с наклонной образующей ствола; оценить риски, выявить особенности и закономерности прихватов; разработать модель и методику их предупреждения. **Объект:** прихваты и их эффекты. **Методы:** геомеханический и гидродинамический, численный и аналитический. **Результаты.** Представлен детальный обзор и критический анализ сценариев прихвата бурильных труб на месторождениях в Южном Ираке. Проанализированы факторы, влияющие на прихват и эффективность работы буровой установки в процессе бурения наклонных и горизонтальных участков скважин. Установлены критерии, определяющие эффективность бурения с учетом изменений режимов работы оборудования. Обсуждаются особенности управления параметрами бурения, ответственными за предупреждение прихвата на ранней стадии, седиментации шлама в донной части наклонных участков и засорения скважины. Выводы проиллюстрированы результатами анализа фактических сценариев прихватов, данными численного моделирования динамики частиц в затрубном пространстве горизонтальных эксцентричных скважин, полученными в расчетах сложного сдвигового течения неньютоновской дисперсной смеси с использованием идей эйлера-эйлера и эйлера-лагранжева подходов.

Ключевые слова: бурение, прихват, корка, моделирование, давление, седиментация, гидротранспорт, очистка, методика, управление

Для цитирования: Ал-обаиди С.С., Харламов С.Н. Анализ прихвата трубы при бурении скважин в южно-иракских коллекторах известняка и песчаника // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 91–111. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4703

UDC 622.24; 539.37; 536.24; 532.54
DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4703

Analysis of pipe sticking at well drilling in the South Iraqi limestone and sandstone reservoirs

S.S. Al-obaidi, S.N. Kharlamov✉

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ kharsn@mail.ru

Abstract. Relevance. Sticking of drill pipes increases the drilling rig unproductive time and risks of monitoring special equipment when drilling complex reservoirs. To accurately describe such negative scenarios, a universal methodology is required. It includes a comprehensive geomechanical and hydrodynamic model with a detailed forecast of interconnected

physical processes in an open thermodynamic system "reservoir–well–drilling mud". The problems of "variable" model evaluation, developing a correct method for studying pipe sticking points are not trivial and are of interest for engineering applications at the oil and gas industry. **Aim.** Based on actual data from fields in the Southern Iraq, it is proposed to: investigate pipe sticking when drilling wells with an inclined wellbore: assess risks, identify features and patterns of pipe sticking; develop a model and a methodology for their prevention. **Object.** Pipe sticking and its effects. **Method.** Geomechanical and hydrodynamic, numerical and analytical. **Results.** The paper introduces the detailed overview and critical analysis of scenarios of pipe sticking in the Southern Iraq fields. The authors have analyzed the factors affecting pipe sticking and efficiency of the drilling rig in drilling inclined horizontal sections of wells. They established the criteria determining the effectiveness of drilling taking into account changes in drilling modes. The paper discusses the specifics of managing the drilling parameters responsible for preventing pipe sticking at an early stage, sedimentation of cuttings in the bottom of inclined sections and plugging of the well. The conclusions are illustrated by the results of analysis of actual pipe sticking scenarios, numerical modeling of particle dynamics in the annulus of horizontal eccentric wells obtained at the investigation of the complex shear flow of the non-Newtonian dispersed mixture using the ideas of the Euler–Euler and Euler–Lanrange approaches.

Keywords: drilling, pipe sticking, crust, modeling, pressure, sedimentation, hydraulic transport, cleaning, technique, control

For citation: Al-obaidi S.S., Kharlamov S.N. Analysis of pipe sticking at well drilling in the South Iraqi limestone and sandstone reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 8, pp. 91–111. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4703

Введение

Хорошо известно [1–6], что обеспечение безопасного и экономически выгодного процесса бурения нефтяных и газовых скважин возможно при устойчивом функционировании элементов специального оборудования и его многочисленных режимных параметров. В таких условиях следует учитывать, что скважина должна быть достаточно большой для свободного прохождения обсадной трубы с минимальной вероятностью закупорки [2], тогда проблемы, возникающие в процессе бурения, будут связаны в основном с обстоятельствами прихвата труб, а не с операцией контроля скважины [6]. Анализ [4–6] показывает, что в буровой промышленности большинства развитых стран случаи прихвата труб по-прежнему являются основной причиной Непроизводительного Времени (НВТ), несмотря на то, что их в значительной степени можно предотвратить путем эффективного планирования и соблюдения соответствующих правил. Основу этих правил составляют методики эффективного использования: алгоритмов технологических операций по очистке скважин; добавок, смазок, антиприлипателей, оптимизирующих процессы переноса в смеси; деформационных эффектов в коллекторе и реофизических, молярных и диффузионных изменений свойств буровых растворов по снижению сопротивления трения между бурильной колонной и пластом [1]. В таких условиях для предотвращения инцидентов с застрявшими трубами, определения критических режимов бурения от инженера-нефтяника требуются глубокие знания о деталях развития термодинамических процессов в скважине [2]. Эти сведения полезны в фундаментальном и практическом отношении, т. к. дают представления не только о затратах на эксплуатацию скважины. Они способны корректно предсказывать события, связанные с контролем процесса циркуляции раствора, наруше-

ниями буровых операций при произвольном изменении угла наклона и горизонтальной ориентации ее ствола [7, 8]. Учитывая сказанное, в статье поставлены *цели*: исследовать особенности и закономерности прихватов, возникающих в ходе эксплуатационного бурения на Южном месторождении в Ираке; уяснить роль отдельных эффектов в физических процессах переноса массы, импульса, вязкоупругого напряжения и пространственных деформаций смеси вокруг ствола; разработать методики оперативного предупреждения прихвата в режиме реального времени.

Анализ эффектов, сопровождающих прихват бурильных труб, и проблемы их моделирования

Анализ прихвата труб целесообразно начать со сценариев, отвечающих вертикальной ориентации ствола скважин. Тогда полученные сведения будут полезны при выработке заключений на обобщение данных об осложняющих эффектах, вызванных произвольностью угла наклона при бурении скважин на нефтегазовых месторождениях в Южном Ираке. Данная методология определяется еще и тем, что месторождения в Южном Ираке состоят из оползающих глинистых пород и высокопроницаемых пластов, для бурения которых необходимо использовать относительно густые буровые растворы, а это обостряет условия прихвата. Более того, согласно [9–11], для выработки алгоритма по поддержанию безаварийного бурения следует учитывать, что коричневые месторождения в этом районе содержат пласты, находящиеся в истощенном состоянии. Причем на некоторых месторождениях давление истощения почти на 35 % меньше, чем эталонное пластовое давление. Проведенный библиографический анализ показывает [5–11], что в большинстве инженерных методик по прогнозу

изменений дифференциального давления и эффективности очистки ствола содержится полуэмпирическая информация, которая нуждается в коррекции. В частности, при обобщении результатов на более широкий диапазон изменений характерных параметров следует учитывать и новые нетривиальные эффекты, которые сопровождают и осложняют бурение. Например, в обводненных зонах, где давление в скважине превышает давление в пласте, бурильная колонна может застрять в скважине и оказаться в ее фильтрационной корке. Последнее может привести к тому, что для извлечения трубы потребуются очень большое усилие. Так, данные, представленные на рис. 1, иллюстрируют роль параметров, определяющих механизм дифференциального прихвата [12] в указанных обстоятельствах. В результате, согласно схеме на рис. 1, в [13] определена прогнозируемая ширина зоны контакта W , дюйм, по связи (1):

$$W = 2r \left(\alpha \cos \frac{(2r - 2h_m)^2 - (2r_{dc})^2 - (2r - 2r_{dc})^2}{2(2r - 2r_{dc})2h_m} \right). \quad (1)$$

Здесь r – локальный радиус буровой трубы, дюйм; h_m – толщина фильтрационной корки, дюйм; r_{dc} – радиус рабочей бурильной колонны, дюйм; 2α – угол расположения трубы.

Тогда значение дифференциального давления P_d , фунт/дюйм², предлагается получить в виде (2):

$$P_d = \frac{N}{C \cdot L \cdot W}, \quad (2)$$

где N – напряжение трубы, кгс; C – коэффициент трения трубы; L – длина контакта трубы с коркой, фут; W – ширина зоны контакта, дюйм.

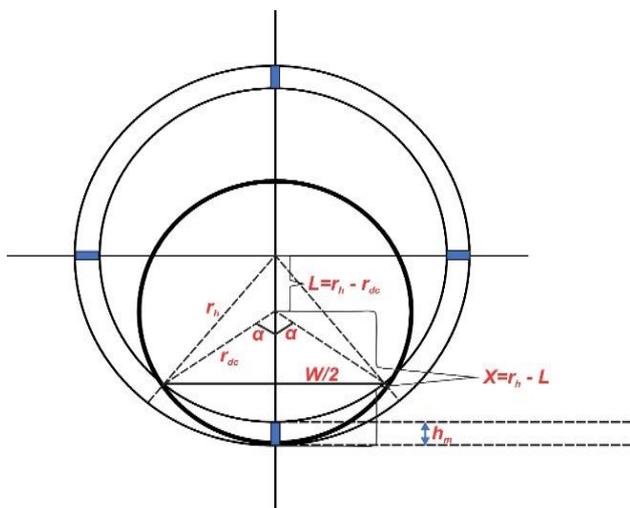


Рис. 1. Схема дифференциального прихвата и параметры для прогноза заклинивания трубы
Fig. 1. Scheme of differential pipe sticking and parameters for predicting pipe sticking

При построении детального численного решения рассматриваемой задачи стоит учитывать [14], что ее гидродинамический блок даст представление об эволюции конвективно-диффузионных мелко-масштабных процессов на границах распределения фаз в гетерогенной системе, осложненных переходами вихревой природы и нелинейностью изменений морфологических свойств смеси. Прогноз этих процессов потребует корректного задания ряда эмпирических параметров, определяющих пространственное изменение динамической и диффузионной, осредненной и пульсационной структуры смеси в поле действия внешних сил [15]. Так как эти сведения зачастую отсутствуют в практических исследованиях процесса бурения скважины, возникают трудности численного прогноза очистки ствола. Неспособность очистить ствол скважины при использовании обычных буровых растворов может вести к интенсивному накоплению шлама в кольцевом пространстве скважины и в конечном счете вызовет прихват трубы. Учитывая сложность реализации численных моделей прихвата, исследователи обратились к феноменологическому подходу [16, 17] и представили модель оценки минимальных скоростей потока жидкости и газа [18], в рамках которой можно получить приемлемую концентрацию шлама в стволе скважины, а также значения предпочтительного падения давления, трения при очистке эксцентричных пространств скважин при использовании буровых растворов со специфическими реофизическими свойствами [19]. Из данных [20] следует, что на прихват трубы активно влияют условия, определяющие конфигурацию задачи гидродинамики и сопряженного тепло-массообмена в открытой термодинамической системе «внешняя среда/коллектор – границы трубы/стенки канала – рабочее тело/смесь». Хорошо известно, что для валидации численного метода и модели процесса, верификации результатов расчета особую ценность приобретают данные полуэмпирических моделей. Поэтому при анализе прихвата апостериорные корреляции для скорости в кольцевом пространстве являются одними из наиболее важных зависимостей, способных дать представление о качестве очистки ствола в вертикальных скважинах. В них скорость бурового раствора, транспортирующая шлам, должна превышать скорость его соскальзывания на дно ствола скважины под действием силы тяжести. Одно из эмпирических правил по поиску корректного значения скорости в кольцевом пространстве для вертикальных скважин заключается в следующем: скорость в кольцевом пространстве должна быть как минимум в два раза больше скорости скольжения шлама [20]. Такую скорость скольжения V_s , фут/с, смеси бурового раствора с частицами выработки при лами-

нарном течении в режиме естественной седиментации твердых частиц, согласно [21], целесообразно определять в виде (3):

$$V_s = \frac{2gd_c \cdot 2(\rho_s - \rho_m)}{92.6\mu} \quad (3)$$

Здесь g – ускорение силы тяжести, фут/с²; d_c – наибольший диаметр частиц шлама, фут; ρ_m , ρ_s – плотности бурового раствора и твердых частиц шлама, соответственно, фунт/фут³; μ – динамическая вязкость бурового раствора, сПз. Как известно (например, [21]), метод оценки минимальной затрубной скорости для обеспечения соответствующей очистки ствола скважины основан на подходе Фуллертон. Этот метод предполагает, что размер шлама составляет 0,25 дюйма, плотность шлама – 2,5 сегмента, а затрубная скорость жидкости должна быть в два раза больше скорости седиментации частиц шлама. Подход основан на выполнении следующего условия для плотности бурового раствора, ρ_{df} . Так, согласно [13], при $\rho_{df} \leq 1,43$ г/см³ минимальная кольцевая скорость V_{\min} , фут/мин, может быть рассчитана в виде (4):

$$V_{\min} = \frac{613}{d_h \rho_{df}}, \quad (4)$$

где d_h – диаметр ствола скважины, [дюйм]. Заметим, что при $\rho_{df} \leq 1,43$ г/см³ изменения расхода жидкости от диаметра ствола скважины иллюстрируют данные, представленные на рис. 2. Вместе с этим анализ имеющихся публикаций по рассматриваемой проблеме указывает, что большинство проблем с прихватом труб на южных месторождениях Ирака возникло из-за мергеля и оползающих сланцев, а также из-за чрезмерной плотности бурового раствора в скважине [6]. Для выявления особенностей этих процессов важны представления о диаграмме изменения градиента разрыва порового давления на территориях южных нефтяных месторождений Ирака в зависимости от различных значений глубины и плотности раствора, которые приведены на рис. 3. Так, на рис. 3 обозначено: Кпл – коэффициент поглощения, МПа/м; Кл – коэффициент аномальности пластового давления, МПа/м; ρ_0 – относительная плотность промывочной жидкости, кг/м³. Отметим, что точные распределения градиента разрыва очень важны для планирования скважин и мероприятий в случае инцидентов с прихватом труб. Параметры бурения, полученные с помощью приборов каротажа бурового раствора, представляются полезными при анализе случаев прихвата трубы не только после того, как труба оказалась заклиненной, но и при возникновении первых признаков прихвата. В силу сказанного, в настоящей работе приводятся параметры, полученные с помощью каротажных установок бурового раствора.

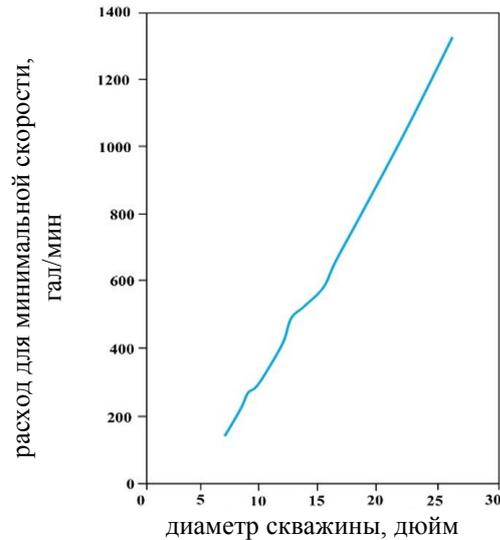


Рис. 2. Зависимость расхода раствора от диаметра ствола скважины при минимальной кольцевой скорости при $\rho_{df} \leq 1,43$ г/см³

Fig 2. Dependence of solution flow rate on borehole diameter at minimum annular velocity at $\rho_{df} \leq 1,43$ г/см³

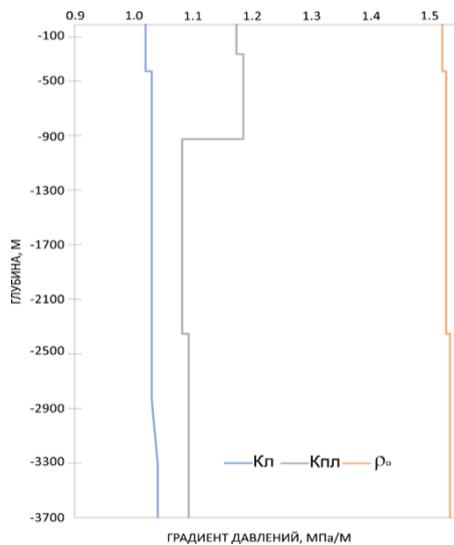


Рис. 3. Градиент давлений на юге Ирака в зависимости от различных значений глубины и плотности раствора при параметрах $Kл=1,02-1,09$ МПа/м; $Kпл=1,1-1,8$ МПа/м; $\rho_0=1,5-1,52$ кг/м³

Fig 3. Gradient of pore pressure rupture in southern Iraq as a function of different values of depth and solution density at parameters $Kл=1.02-1.09$ МПа/м; $Kпл=1.1-1.8$ МПа/м; $\rho_0 = 1.5-1.52$ kg/m³

Данные с конкретного оборудования передаются после измерения с помощью сложных измерительных преобразователей [6, 10, 20]. Результаты, полученные в рамках данной методологии, подтверждают, что нефтяные месторождения в Южном Ираке действительно состоят из глинистых и пластичных мергелевых пластов с высокой прони-

цаемостью, что может привести к инцидентам с прихватом труб. Кроме того, истощенные пласты-коллекторы могут привести к потерям циркуляции [22–25], а известняковые пласты с естественными трещинами будут вести к полной потере труб во время бурения. В целом анализ результатов, представленных в [1–12, 22–25], позволяет отметить, что при уяснении эффектов, сопровождающих прихват труб в скважинах, расположенных на юге Ирака, можно выработать практические рекомендации персоналу для прогноза режимов прихвата и построения алгоритма технологических операций по освобождению застрявших труб. Эти регламентирующие действия опираются на знание особенностей, закономерностей развития деформационных пространственных процессов в среде и оборудовании в силу их реакций на изменение спектра внутренних и внешних сил, структуры и режимов транспорта бурового раствора в рабочей термодинамической системе «внешняя среда–труба–раствор» в рамках геомеханической модели Земли (3-Dimensional Mechanical Earth Model (3D-MEM)). Стоит отметить, что при исследовании прихватов в рамках 3D-MEM моделей учитывается, что они классифицированы в виде групп (согласно данным [26–28]), изображенных на рис. 4.



Рис. 4. Статистика прихватов при бурении скважин
Fig. 4. Pipe sticking statistics when drilling

Библиографический анализ показывает, что для проявления прихвата трубы характерны условия: невозможности извлечения бурового оборудования (бурильных труб, колонны, обсадных или насосно-компрессорных труб) из ствола скважины даже при ее большом диаметре, вмещающем обсадную колонну; проектирования бурильных колонн с запасом перегрузки от $5 \cdot 10^4$ до 10^5 фунтов, обеспечивающей дополнительное усилие, необходимое в случае прихвата трубы; наличия прочной и крупной (в размерах) фильтрационной корки, сопровождающей дифференциальный прихват. Кроме того, существует еще две группы, характеризую-

щие случаи прихвата труб, важные для 3D-MEM моделирования: 1) прихваты, вызванные твердыми частицами; 2) прихваты, связанные с изменением образующей ствола скважины. В частности, в [27, 28] отмечено, что использование системы верхнего привода дает возможность осуществлять развертывание (прямое и обратное в полной стойке) в условиях захода или выхода из буровой области, что сводит к минимуму возможные случаи заклинивания трубы. В [29, 30] указано, что системы управления данными бурения в реальном времени могут уменьшить количество случаев прихвата трубы путем непрерывного контроля всех важных трендов изменения данных бурения через компьютер бурового блока. В [31] отмечается важность учета при моделировании физического процесса заклинивания эффектов от: изменений крутящего момента и сопротивления в скважине; поведения параметров процесса бурения при невращающейся колонне и без включенных насосов; характера изменений тензора напряжений при вертикальном и горизонтальном расположении ствола скважины. Интересны для включения в 3D-MEM-модель сведения об эффектах, сопровождающих дифференциальный прихват труб в наклонных скважинах. Они представлены в [32, 33], где обосновывается формулировка связей для оценки глубины точки прихвата в наклонном стволе скважины на основе данных по вытягиванию и вращению. Кроме того, в [34] подчеркивается, что при учете внешних сил, определяющих прихват, перепад давления является доминирующим фактором, который необходимо уменьшить. Тогда, следуя [35], этого можно достигнуть, организовав процесс вытеснения из скважины бурового шлама более легкой жидкостью. В отдельных исследованиях (например, [16]) отмечается, что если на северном месторождении Катара во время бурения концентрация буровой выработки была достаточно высокой, то это сопровождалось обрывом пачек и заклиниванием труб. Эти обстоятельства важны для анализа эффектов и риска механического прихвата буровой колонны вследствие седиментации шлама и осложнений, связанных с управлением и контролем скважины. Таким образом, представленный краткий библиографический анализ указывает [10–16, 23–36], что процессы, способствующие прихвату, имеют особенности, характерные для региона Южного Ирака. В силу этого представляется целесообразным более подробно остановиться на особенностях, отличающих прихваты труб при разработке нефтяных месторождений Южного Ирака, с указанием компонентов низа бурильной трубы (КНБТ), параметров бурения в пластах Даммам и Харта, Тайарат и Радхума, а также проблем неустойчивости ствола скважины в пласте Бурган.

Инциденты с прихватом трубы

Скважина А. Первый случай прихвата трубы произошел в скважине А во время бурения на участке скважины 12 ¼ дюйма на глубине 2235 м со следующими параметрами: расход раствора потока $Q=3200$ л/мин; стоячее давление в трубе $SPP=3104$ psi; протность раствора $MW=1,15$ г/см³. На этой глубине наблюдались частичные потери и расход Q снижался поэтапно (с 3300 до 2500 л/мин). При этом было потеряно 285 баррелей бурового раствора. Бурение продолжалось с $Q=2000$ л/мин до нижней части интервала Мишриф на глубине 2214...2378 м, затем расход Q был увеличен до 2400 л/мин и бурение возобновилось до глубины 2453 м при $SPP=2000$ psi и потерях от 30 до 50 баррелей в час. В таком процессе была обнаружена (например, [37]) таблетка [Lost Circulation Material, (LCM)] объемом 130 баррелей и предприняты попытки откачки, но SPP увеличилось до 2500 psi. Данные анализа процесса показывают, что колонна застряла на отметке 2265 м. На рис. 5, а–е показаны характерные распределения параметров бурения и эскиз КНБТ на момент события с застрявшей трубой на отметке 2453 м. На глубине 2235 м, где произошли потери, расход Q уменьшился и пласт Мишриф находился в истощенном состоянии, поэтому ожидалась циркуляция раствора с потерями. Значение расхода Q в момент бурения, предшествовавшего случаю прихвата трубы, было приблизительно равно минимальной затрубной скорости. Кроме того, отметим, что 19-часовой процесс бурения в интервале глубины 2324...2453 м продолжался с частичными потерями – порядка 20...90 баррелей в час. Несмотря на закачку таблеток высокой вязкости (LCM) через регулярные интервалы, накопление шлама в кольцевом пространстве не удалось предотвратить. В рамках подхода Фуллертона был рассчитан минимальный дебит, равный приблизительно 1940 л/мин, при следующих значениях: диаметр скважины составлял 12 ¼ дюйма, диаметр выбуренной породы $d_{\text{шлама}}=0,25$ дюйма и плотность бурового раствора $MW=1,15$ г/см³, расход Q через насос имел значение порядка 2000 л/мин. Отметим, что если бы фактический диаметр скважины не был цилиндрическим и составлял примерно 13,5 дюйма, минимальный расход составил бы примерно 2200 л/мин. Кроме того, бурение продолжалось через пласты, содержащие известняк, перекрытый сланцевыми слоями. Из данных анализа (рис. 5) следует, что прихват трубы в скважине А ожидался из-за недостаточного дебита при относительно высокой скорости проходки, что привело к накоплению избыточного количества шлама в кольцевом пространстве. Прихват трубы произошел, когда часть верхнего стабилизатора вошла в контакт со скоплением шлама в

пласте Мишриф, несмотря на то, что время подъема забоя составляло 70 мин, скважина циркулировала в течение двух подъемов при каждом извлечении колонны. В таком процессе колонна имела протяженность порядка 2294 м с перегрузкой 40 т, но попытки пройти дальше отметки 2268 м не увенчались успехом из-за потери циркуляции, вызванной скоплением шлама, наличия LCM внутри колонны. Анализ [38, 39] показывает, что прихват трубы был связан с осадением твердых частиц из-за *недостаточной очистки скважины*. После всех попыток промывки, включая закачку кислоты, скважина была выведена на боковой ствол путем спуска на глубину 2168 м. Согласно анализу [40, 41], данного случая прихвата трубы можно было бы избежать, если бы больше внимания уделялось *корректной очистке* ствола и *достижению минимального дебита* затрубного пространства. Отмечается, что в данном процессе циркуляция перед извлечением трубы должна быть более продолжительной.

Скважина В (сценарий прихвата трубы в скважине на более глубоких участках после отбора керна с 3749 до 3777 м за 15 часов). Так, на рис. 6 показаны параметры бурения и схема КНБТ в момент отбора керна на отметке 3777 м. При промывке скважины после двухчасовой циркуляции был зафиксирован дифференциальный прихват колонны на отметке 3775 м. Циркуляция осуществлялась с расходом на выходе 880 л/мин. Однако подход Фуллертона показывает, что минимальный дебит должен был составлять 1020 л/мин, что свидетельствует о том, что очистка скважины не происходила с соответствующими процессу условиями (оперативностью и скоростью очистки). Плотность бурового раствора была снижена с 1,77 до 1,74 г/см³, чтобы уменьшить перепад давления в интервале прихвата. Попытки освободить колонну путем вытягивания (ослабления до 60 т) не обеспечили достаточного усилия для освобождения колонны. По имеющимся данным, произошедший инцидент с прихватом был вызван дифференциальным прихватом в проницаемой зоне, подвергшейся воздействию высокого дисбаланса сил. Последовательные попытки откачки жидкости также оказались безуспешными. В таких условиях колонну отпустили и продолжили работы, выполнив зарезку бокового ствола. Анализ параметров, определяющих инцидент прихвата скважины В показывает, что для трубы характерны значения максимальной перетяжки (только 100 т). Средства индикации свободной точки показали, что забойная компоновка застряла на длине около 100 м. А это свидетельствует о том, что усилие освобождения превышает значения для рабочей колонны.

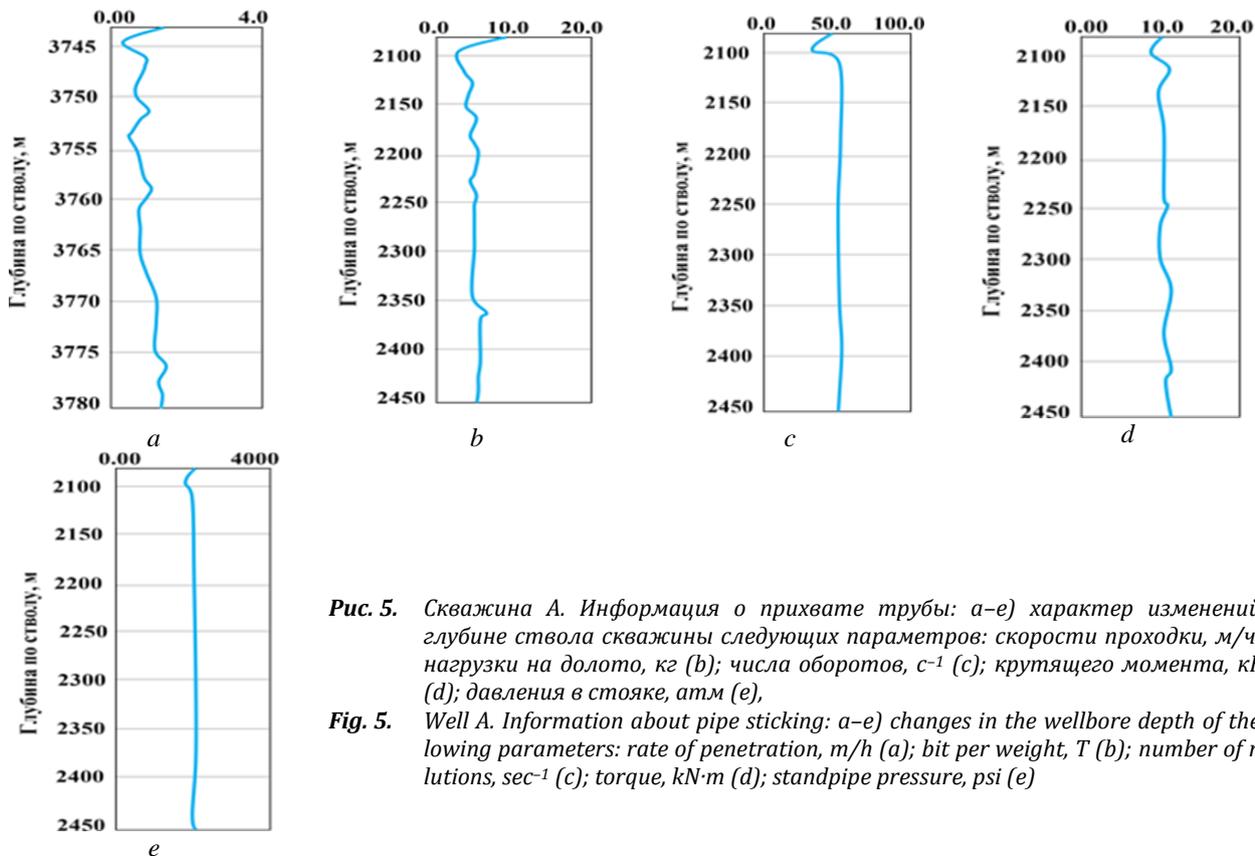


Рис. 5. Скважина А. Информация о прихвате трубы: а–е) характер изменений по глубине ствола скважины следующих параметров: скорости проходки, м/ч (а); нагрузки на долото, кг (б); числа оборотов, с⁻¹ (с); крутящего момента, кН·м (д); давления в стояке, атм (е),

Fig. 5. Well A. Information about pipe sticking: a–e) changes in the wellbore depth of the following parameters: rate of penetration, m/h (a); bit per weight, T (b); number of revolutions, sec⁻¹ (c); torque, kN·m (d); standpipe pressure, psi (e)

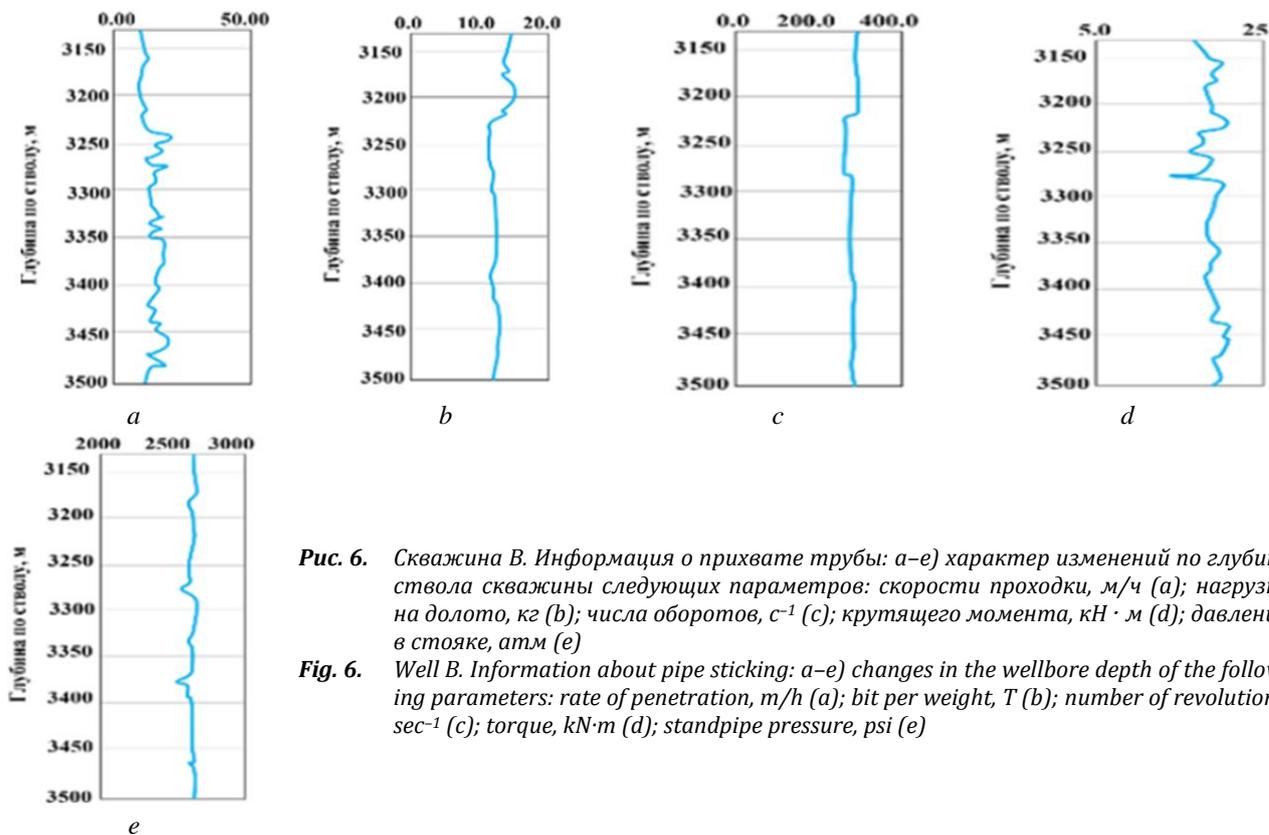


Рис. 6. Скважина В. Информация о прихвате трубы: а–е) характер изменений по глубине ствола скважины следующих параметров: скорости проходки, м/ч (а); нагрузки на долото, кг (б); числа оборотов, с⁻¹ (с); крутящего момента, кН·м (д); давления в стояке, атм (е)

Fig. 6. Well B. Information about pipe sticking: a–e) changes in the wellbore depth of the following parameters: rate of penetration, m/h (a); bit per weight, T (b); number of revolutions, sec⁻¹ (c); torque, kN·m (d); standpipe pressure, psi (e)

Также отметим, что вся представленная по данным рис. 5, 6 информация составляет важную часть в вопросах комплексного исследования проблем прихвата, опирающегося на методологию разработки современной геобурильной (3D-MEM) модели прихвата в рамках положений механики неоднородных сплошных сред и теории упругости. С этой точки зрения представляется целесообразным остановиться на достижениях, преимуществах и особенностях использования этого подхода к прогнозу эффектов, осложняющих бурение, и указать пути разработки универсальной модели и метода исследования проблем бурения.

Численное моделирование прихвата в рамках геомеханической модели

Перспективные подходы и их анализ. Выше установлено, что очевидной целью бурильщиков является выполнение технологических операций в режимах, отличающихся экономичностью, безопасностью, устойчивостью ствола скважины, при которых минимизируются комплексные эффекты от взаимосвязанного влияния пространственных деформационных, тепловых, гидродинамических и диффузионных процессов перераспределения массы в пластах-коллекторах, повышается движение бурильной колонны, интенсифицируется дробление породы и ее транспорт на поверхность буровым раствором. В таких условиях полная 3-D геомеханическая оценка напряженного состояния пластов с определением ориентации максимальных напряжений, распределений внешних и внутренних сил вокруг ствола и внутри скважины, самом буровом растворе способна точно установить причины непроизводительного времени из-за проблем с прихватом трубы, а также сформулировать план мероприятий операторам по обеспечению безаварийного режима бурения. Наш анализ показывает, что риск застревания трубы во время бурения особенно увеличивается при бурении с минимальным давлением в истощенных пластах-коллекторах. А прихват трубы и потеря циркуляции являются двумя основными факторами, приводящими к непроизводительному времени. Видно, что уяснение этих проблем ставит задачу для детального анализа всей картины взаимодействий сил и процессов переноса массы, импульса и энергии в термодинамической системе «порода–скважина–раствор» в рамках геобурильной MEM-модели. Разработка такой комплексной физико-математической MEM-модели и получение ее численного решения позволит иметь оптимальный сценарий для проведения эффективного бурения и предотвращения непродуктивных временных событий в процессе бурения. В конечном счете это предотвратит образование прихвата трубы, разрушение скважины и свя-

занную с этим потерю циркуляции раствора, а также повысит эффективность гидротранспорта продуктов буровой выработки и очистку ствола. Стоит отметить, что рассматриваемая MEM-модель громоздка в своей записи, т. к. опирается на полные дифференциальные уравнения в частных производных второго порядка для законов сохранения массы, импульса и энергии с входной информацией о: реальных изменениях тензора деформаций и напряжений в вязкой среде и твердом теле указанной термодинамической системы; весе бурового раствора и его морфологии; физических и механических свойствах системы; геометрической конфигурации (оптимальной траектории ствола скважины). Кроме того, для получения ее корректного решения потребуются дополнительное исследование по обоснованию привлекаемых замыкающих связей для новых неизвестных, а также дополнению уравнений формулировками краевых условий для тепловой, гидродинамической, диффузионной и напряженно-деформируемой соответствующих частей задачи. В результате получаемое решение будет представлять собой решение совместных задач теории упругости и механики гетерогенных неоднородных сплошных сред. Хорошо известно [42–44], что решение таких задач возможно только численными методами и, в свою очередь, содержит проблемы разработки устойчивого, корректного и эффективного численного алгоритма. Наконец, вопросы валидации MEM-модели, верификации ее численного метода, алгоритма расчета, точности методики и установления погрешности полученных численных результатов потребуют привлечения дополнительной эмпирической информации о деталях пространственного изменения искомых локальных и интегральных параметров. Так как последние, в большинстве своем, неизвестны, то подтверждение полученных результатов потребует выполнения кропотливой работы по их сравнению с максимально возможной информацией об особенностях исследуемых процессов, полученных другими методами и экспериментами.

Учитывая высказанное о проблемах, сопровождающих разработку полной геомеханической 3D-MEM-модели, представляется целесообразным остановиться на ряде важных физических положений, позволяющих упростить постановку задачи без потери точности анализируемых процессов и выполнить математическое моделирование прихвата при бурении скважин в сложных по структуре и физическим свойствам пластах. Отметим, что моделирование самого процесса бурения удобно рассматривать в классе задач, решение которых связано:

- 1) с всесторонней геомеханической и геологической оценками пласта для установления и прогноза напряженно-деформируемого состояния

рабочих органов технологического оборудования и окружающей внешней среды в термодинамической системе «порода–скважина–раствор» в формате in-situ;

- 2) прогнозом оптимальных режимов функционирования оборудования по дроблению породы и транспортировке бурового шлама на поверхность;
- 3) уяснением особенностей и закономерностей управления тепло- и гидродинамическими, диффузионными режимами гидротранспорта реологически сложной вязкой гетерогенной смеси (раствор – частицы твердой фазы) по затрубному пространству с криволинейной образующей ствола скважины;
- 4) разработкой эффективной геобурильной системы с мероприятиями персоналу по устранению причин нестабильности ствола, интенсификации очистки скважины, увеличению скорости проходки, корректировке методов бурения и упреждению прихвата.

Методология решения. В каждой из указанных задач основная цель посвящена систематическим исследованиям соответственно:

- 1) процессов, обостряющих напряженно-деформируемое состояние вокруг ствола и в непосредственной окрестности его взаимодействия с породой, с необходимостью выявления потенциального пласта, который формирует прихват с учетом детальных сведений о скважине, причинах прихвата с учетом теоретических и экспериментальных данных о морфологии бурового раствора, глинистой корки;
- 2) механизмов прихвата и освобождения трубы с детальным анализом процесса разрушения горных пород в рамках современных подходов, учитывающих фрагментацию пробуренной породы и изменением геометрической формы, размера, массы, физических и механических свойств частиц, скорости бурения, типа долота и выходной мощности, эффектов образования «постельного» слоя отложений, условий их выноса буровым раствором на поверхность;
- 3) гидродинамики и тепломассопереноса в дисперсных системах (жидкость – твердые частицы) при ламинарном и турбулентном течении реологически сложной смеси в эксцентричных трубах в условиях развивающегося по пространству и времени неизотермического потока в полях действия инерционных и массовых сил, в условиях управления морфологическими свойствами неньютоновской вязкой смеси для оптимизации условий гидротранспорта шлама и очистки скважины;
- 4) формулировки превентивных мер по контролю бурового шлама, использованию оптимального веса бурового раствора для управления поровым

давлением, минимизации времени воздействия на ствол скважины и ее мониторинга, выдаче рекомендаций и упреждающих мер для минимизации сил, вызывающих прихват.

Некоторые замечания к постановке задачи и методам ее решения. Для обоснования физических допущений к упрощению математической модели рассматриваемого процесса остановимся на характеристике особенностей, сопровождающих дифференциальный и механический прихват бурильной трубы в термодинамической системе «порода–скважина–раствор», и проиллюстрируем их данными, представленными на рис. 7–14. Так, согласно рис. 7–10, на которых приведены сведения о сути процессов, препятствующих функционированию бурового оборудования, видно, что при дифференциальном прихвате возникают силы реакции из проницаемого пласта, вызванные действием скважинного флюида в условиях, при которых его гидростатическое давление (P_H) становится больше пластового давления флюида (P_F).

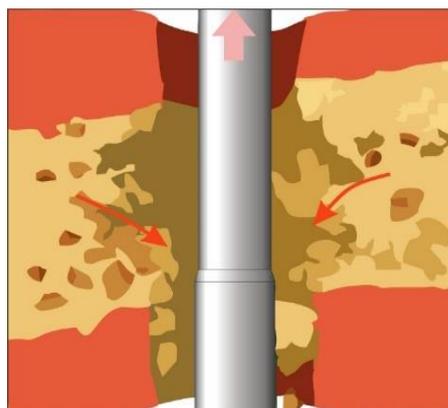


Рис. 7. Дифференциальный прихват в вертикальном участке скважины в пластах с твердо-мягкой структурой (согласно [13, 16, 21])

Fig. 7. Differential pipe sticking in a vertical well section in hard-soft formations (according to [13, 16, 21])

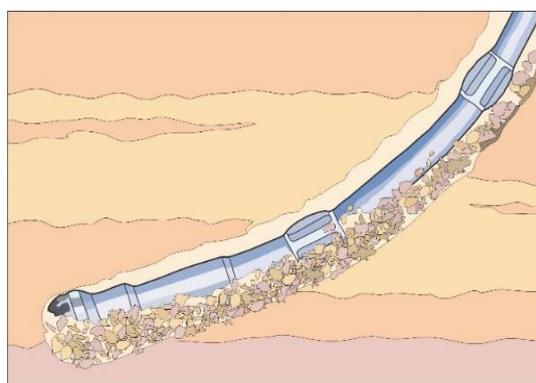


Рис. 8. Проблемная очистка ствола скважины (согласно [21])

Fig. 8. Problematic wellbore cleaning (according to [21])

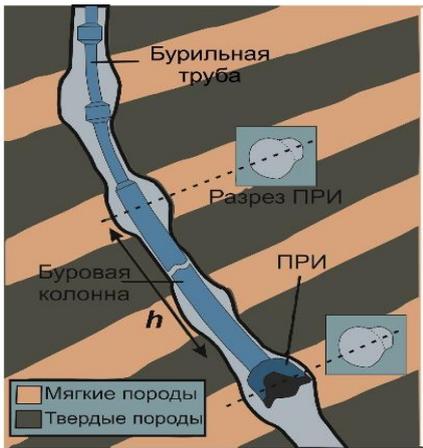


Рис. 9. Дифференциальный прихват в наклонном участке скважины в пластах с твердо-мягкой структурой

Fig. 9. Differential pipe sticking in a deviated well section in hard-soft formations

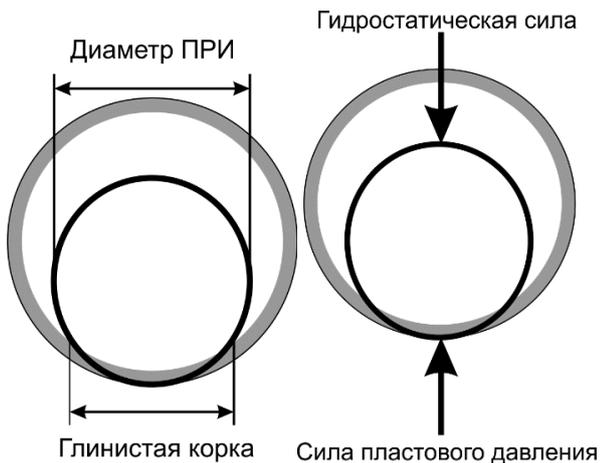


Рис. 10. Гидростатическая и пластовая силы, действующие на буровую трубу (согласно [13, 16, 21])

Fig. 10. Hydrostatic and formation forces acting on the drill pipe (according to [13, 16, 21])

В таких условиях давление бурового раствора ограничивает подвижность рабочих элементов бурового оборудования и способствует формированию фильтрационной корки вокруг застрявших элементов, прочно удерживающей их в статическом положении. Для механического прихвата (рис. 8) характерны процессы воздействия на трубу эффектов, связанных с седиментацией частиц буровой выработки, существенно препятствующих очистке ствола и формированием по периметру трубы крупного по размеру «постельного» слоя полидисперсных частиц шлама. Заметим, что установление условий для эффективного гидротранспорта этих частиц буровым раствором представляет отдельную задачу, важную в исследованиях

проблем гидродинамики и теплопереноса гетерогенных смесей с целью прогноза оптимальных режимов течения смеси в поле действия спектра внешних и внутренних сил, препятствующих седиментации частиц и предупреждающих аварийные ситуации (согласно целям MEM-модели для 1–4 задач). Причем в качестве входных данных для построения решения MEM-модели, как правило, важны результаты, полученные в режиме *in-situ*, о поведении параметров, вызывающих прихват трубы, таких как нагрузка на долото, коэффициент трения, скорость проходки, силы сопротивления, плавучести, вращения, крутящего момента, тяжести, контакта, морфологии, веса бурового раствора и т. д. (например, рис. 9–14). Именно эти сведения помогут выявить потенциальный пласт, который вызовет прихват трубы буровым раствором. И эти данные необходимы для включения в математическую постановку задачи в качестве набора условий для формулировки краевых условий в виде связей для определения геометрической, теплофизической, теплогидродинамической и диффузионной конфигураций задачи для геомеханической буровой MEM-модели. Поэтому сведения об особенностях, осложняющих бурение и сопровождающих прихваты на месторождениях Южного Ирака, представленные выше в результате анализа инцидентов со скважины А, В, а также результаты с этих месторождений, сбор данных о закономерностях проведения экспериментов с буровыми растворами (раздел статьи «Инциденты с прихватом труб») весьма полезны в части дополнений постановки задачи. В частности, проведенный библиографический анализ проблемы моделирования прихвата указывает, что для математической постановки задачи и использования 3D-MEM-модели полезно иметь сведения (рис. 9–14) о деталях КНБК, где d – хорда поперечного сечения буровой колонны, определяемая степенью заглужения в глинистой корке (рис. 9).

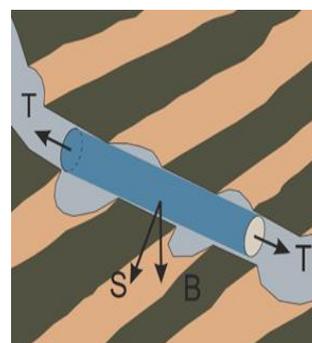


Рис. 11. Упрощенная схема распределения сил буровой колонны в наклонном участке скважины

Fig. 11. Simplified scheme of drill string force distribution in the deviated section of the well

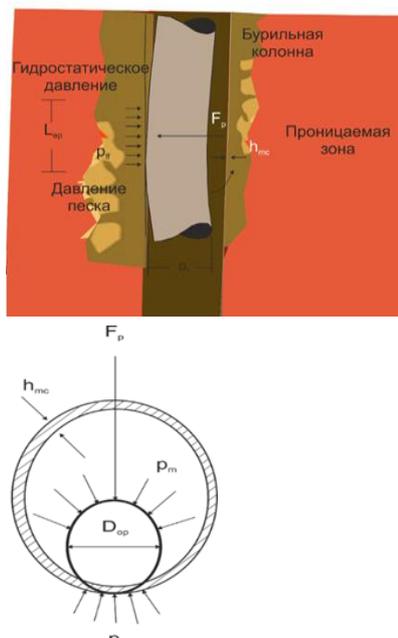


Рис. 12. Распределение сил давления на вертикальном участке скважины при дифференциальном прихвате

Fig. 12. Distribution of pressure forces on the vertical section of the well during differential pipe sticking



Рис. 13. Определяющие силы, действующие на бурильную трубу на преимущественно наклонном участке скважины

Fig. 13. Determining forces acting on the drill pipe in a predominantly deviated section of the borehole



Рис. 14. Определяющие силы, действующие на бурильную трубу в криволинейной области скважины

Fig. 14. Determining forces acting on the drill pipe in the curvilinear region of the borehole

Параметр h – эффективная длина бурильной колонны, контактирующей со стенкой скважины и глинистой коркой (рис. 10). Также из рис. 11, 12 видно, что сила в нормальном направлении к стенке скважины генерируется всякий раз, когда происходит прихват. Причем чем больше площадь проецируемого открытого пространства между стенкой и бурильной трубой, т. е. изменение в диапазоне между d и h , тем больше сила сцепления. Общий анализ сил, вызывающих прихват, указывает на то, что если сумма таких сил, как вес бурильной колонны, силы сопротивления вдоль ствола скважины, силы дифференциального прихвата, превышает предел прочности/текучести бурильных труб, возникнет прихват. Из рис. 9 также следует, что максимальное значение d – это наружный диаметр бурильной трубы, а максимальное значение h – длина бурильной колонны. Анализ данных рис. 7–14 подчеркивает важность исследования НДС системы (1 задачи) для установления картины пространственного изменения компонентов тензора напряжений вокруг длины бурильной трубы, результаты которой будут использоваться в формулировке сопряженных граничных условий в записи краевых задач на этапе исследований гидродинамики и тепло- и массопереноса в термодинамической системе «порода–скважина–раствор» (составляющих суть 2–4 задач). Как отмечалось выше, построение решения задач 1–3 геомеханической системы бурения проводится в рамках численного моделирования и сопровождается проблемами разработки эффективного и оптимального алгоритма интегрирования определяющих уравнений. Этот процесс требует внимания к валидации модели, верификации подхода, метода решения, а также полученных на ее основе результатов. В этом отношении следует выполнить большой объем работы по выяснению степени надежности численного алгоритма, сопоставлению полученных результатов как с имеющимися экспериментальными/теоретическими данными других авторов, так и с известными решениями. В большинстве своем такие решения соответствуют анализу рассматриваемых процессов переноса, деформаций среды с подобной геометрической конфигурацией пространства. Тогда для оценки точности полученных результатов моделирования можно воспользоваться данными исследований НДС среды, гидродинамики и тепломассопереноса в гомогенных и гетерогенных смесях с ньютоновской и неньютоновской реологией других авторов. Полученные заключения о корреляции результатов теории/моделирования/эксперимента следует использовать в качестве дополнительного материала к уточнению (по мере необходимости) как математической модели, так и численного метода/подхода, алгоритма ее реализации. Принимая во внимание

представленные замечания о методологии исследования, перейдем к формулировке самой математической части геомеханической бурильной МЕМ-модели. При этом для начала целесообразно остановиться на особенностях математической постановки 2–3 задач и отдельных их результатах, полезных при исследовании гидротранспорта двухфазных сред по затрубному пространству эксцентричных скважин с произвольной ориентацией ее ствола.

Моделирование гидродинамики и тепломассопереноса в гетерогенных вязких смесях со сложной реологией

Физическая постановка. Заметим, что подобные исследования достаточно подробно изложены, например, в [42–51]. Отмечалось, что численное моделирование определяющих уравнений представленной математической модели выполнено в рамках физических допущений о движении и седиментации частиц бурового шлама на нижней поверхности наклонного участка скважины. Причем такие допущения характерны для сценария бурения в режиме *in situ*, где в системе «порода–скважина–оборудование» проявляются эффекты от изменения скорости бурения, площади и диаметра долота, объема и плотности частиц, состава и строения породы. Комплексные эффекты от деформационных, динамических и диффузионных процессов в породе и текущей дисперсной смеси со сложной реологией интенсифицируют процессы взаимодействия узлов оборудования с загромождением сечения частицами выработки. А это, в свою очередь, вызывает неблагоприятные эффекты *заклинивания и прихвата труб*. Моделирование гидродинамики в условиях ламинарного и турбулентного режима течения смеси выполняется в предположении, что объемная доля твердых частиц определяется величиной порядка $\alpha_p < O(10^1)$, причем эффект от их соударений друг с другом пренебрежимо мал. Более того, отмечается, что по пространству скважины формируется течение капельной несжимаемой жидкости, осложненное нестационарными эффектами загрузки твердых частиц на входе в скважину (в результате дробления породы), а также эффектами от прямого и закрученного, вязкостно-инерционно-гравитационного и изотермического, стационарного по условиям входа потока. Распределение загрузки монодисперсных частиц соответствует однородному профилю постоянной интенсивности за единицу времени рабочего процесса. В указанных физических допущениях особенности, сопровождающие процесс гидротранспорта шлама, его взаимодействие с элементами оборудования в режимах, характерных для прихвата, могут быть предсказаны только в рамках достаточно полных

математических моделей с детальным численным моделированием процессов переноса импульса, тепла и массы в вязкоупругих и напряженно-деформируемых смесях по уравнениям, описывающим локальные изменения теплодинамической и диффузионной *структуры* потока. Тогда можно надеяться, что полученные результаты обоснованно позволят *установить* особенности и закономерности изменений минимально рекомендуемых динамических параметров шлама по скважине, важных для формирования безаварийных условий функционирования оборудования при бурении и предотвращения прихвата.

Формулировка математической модели процесса гидротранспорта смеси

При моделировании течения дисперсной среды следует учитывать прогресс эйлерово-эйлерова (ЭЭ) и эйлерово-лагранжева (ЭЛ) подходов в описании течений гетерогенных сред, которые составляют основу популярных программных пакетов, например, CFD FLUENT. Наш опыт моделирования движения смеси по эксцентричным трубам с горизонтальной и наклонной ориентацией в рамках ЭЭ- и ЭЛ-подходов (продемонстрированный, например, в [42–48]) указывает, что CFD FLUENT успешен в широком диапазоне изменений определяющих параметров. Сама физико-математическая модель (5)–(20) с системой дифференциальных уравнений законов сохранения массы (5), импульса (6) для частиц жидкой фазы (параметры с индексом “*f*”), замыканиями для тензора напряжений (τ) (7), скоростей деформаций (\dot{S}) (7), сил межфазного взаимодействия (S_f) (6), многопараметрической моделью турбулентности второго порядка для рейнольдсовых напряжений (10) RANS-подхода ($RSS - k\omega - SST/kL$ с опорной базой для транспортного уравнения типа $r = \omega, L$) (11)–(20)), а также положениями ЭЛ-подхода к расчету твердых частиц (параметры с индексом “*p*”) (21)–(23) имеет общий вид:

$$\frac{\partial(\alpha\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha\rho_f \mathbf{v}_f) = 0; \quad (5)$$

$$\frac{\partial(\alpha\rho_f \mathbf{v}_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha\rho_f \mathbf{v}_f \mathbf{v}_f) = -\alpha\nabla p + \nabla \cdot (\alpha\tau^\Sigma) + \mathbf{S}_f + \alpha\rho_f \mathbf{g}; \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \tau^\Sigma &= \tau_L + \tau_T, \tau_L = 2\mu\dot{S} - \frac{2}{3}(\mu\nabla \cdot \mathbf{v}_f)\mathbf{I}, \dot{S} = \\ &= 0.5[\nabla\mathbf{v}_f + (\nabla\mathbf{v}_f)^T], \mathbf{S}_f = \sum_{i=1}^2 \left(\frac{\mathbf{F}_{f,i}}{V} \right); \quad (7) \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^2 \mathbf{F}_{f,i} = \mathbf{F}_a + \mathbf{F}_D, \mathbf{F}_a = -\frac{1}{6}\pi d^3 \rho_f \mathbf{g}; \quad (8)$$

$$\boldsymbol{\tau}_T = 2\mu_i[\dot{\mathbf{S}} - \frac{1}{3}k \cdot \mathbf{I}], \quad k = \frac{\overline{\rho_f u'_{fi} u'_{fi}}}{2}, \quad i = \overline{1, 3}; \quad (9)$$

$$C_{ij} = D_{ij} + P_{ij} + R_{ij} + \varepsilon_{ij}; \quad (10)$$

$$C_r = D_r + P_r + \varepsilon_r; \quad (11)$$

$$\mu = \mu(I_2), \quad I_2 = (\dot{\mathbf{S}}; \dot{\mathbf{S}}) = \sum_{i,j=1}^3 \dot{S}_{ij} \dot{S}_{ji},$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu = \mu_{\text{пред}}, \dot{S} < \frac{\tau_0}{\mu_{\text{пред}}}; \\ \mu = \frac{\tau_0 + \kappa[\dot{S}^n - (\tau_0 / \mu_{\text{пред}})^n]}{\dot{S}}, \dot{S} \geq \frac{\tau_0}{\mu_{\text{пред}}}. \end{array} \right. \quad (12)$$

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v_i k)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[(\mu + \sigma_k \mu_i) \frac{\partial k}{\partial x_i} \right] + \tilde{P}_k - \beta^* \rho k \omega; \quad (13)$$

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v_i \omega)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[(\mu + \sigma_\omega \mu_i) \frac{\partial \omega}{\partial x_i} \right] + \alpha \rho S^2 - \beta \rho \omega^2 + 2(1 - F_1) \rho \sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_i} \frac{\partial \omega}{\partial x_i}; \quad (14)$$

$$F_1 = \tanh \left\{ \left[\min \left[\max \left(\frac{k^{0.5}}{\beta^* \omega y}, \frac{500\nu}{y^2 \omega} \right), \frac{4\rho \sigma_{\omega 2} k}{CD_{k\omega} y^2} \right] \right]^4 \right\}, \quad (15)$$

$$CD_{k\omega} = \max \left(2\rho \sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_i} \frac{\partial \omega}{\partial x_i}, 10^{-10} \right), \quad (16)$$

$$v_i = \frac{\alpha_i k}{\max(\alpha_i \omega, SF_2)},$$

$$F_2 = \tanh \left\{ \left[\max \left(\frac{k^{0.5}}{\beta^* \omega y}, \frac{500\nu}{y^2 \omega} \right) \right]^2 \right\}, \quad (17)$$

$$P_k = \mu_t \frac{\partial v_i}{\partial x_j} \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right) \rightarrow \tilde{P}_k = \min(P_k, 10 \cdot \beta^* \rho k \omega), \quad (18)$$

$$\beta^* = 0.09, \quad \alpha_1 = 5/9, \quad \alpha_2 = 0.44, \quad \beta_1 = 3/40, \quad \beta_2 = 0.0828, \quad (19)$$

$$\sigma_{k1} = 0.85, \quad \sigma_{k2} = 1, \quad \sigma_{\omega 1} = 0.5, \quad \sigma_{\omega 2} = 0.856. \quad (20)$$

$$m_p \frac{\partial \mathbf{v}_p}{\partial t} = \mathbf{F}_v + \mathbf{F}_D + \mathbf{F}_{pres} + \mathbf{F}; \quad (21)$$

$$\mathbf{F}_v = (\rho_p - \rho_f) \mathbf{g} V_p, \quad \mathbf{F}_{pres} = -V_p \nabla p, \quad \mathbf{F}_D = \frac{c_d \rho_f A_p}{2} |\mathbf{v}_f - \mathbf{v}_p| (\mathbf{v}_f - \mathbf{v}_p); \quad (22)$$

$$c_d = a_1 + \frac{a_2}{\text{Re}} + \frac{a_3}{\text{Re}}, \quad \text{Re} = \frac{\rho_f^0 d_p |\mathbf{v}_f - \mathbf{v}_p|}{\mu_f},$$

$$A_p = \frac{\pi d_p^2}{4}, \quad V_p = \frac{1}{6} \pi d_p^3. \quad (23)$$

Заметим, что в иллюстрации особенностей формулировки модели гидротранспорта (5)–(23) все обозначения ее переменных и параметров полностью идентичны детальному описанию, представленному, например, в [45–51], и по соображениям краткости здесь опущены.

Краевые условия задачи составляют следующие блоки. *Геометрическая часть* определяет особенности рабочего пространства течения смеси. *Динамическая часть* включает условия для задания структуры потока на входе. *Диффузионная часть* отвечает заданию состава (α_i) входящей смеси. *Начальные условия* для твердых частиц отвечают заданию их распределений на входе в скважину за единицу времени с учетом бурения в виде: $N_i(t) = N_i^0 + [(t - t_0) / \Delta t] C$, здесь C – величина ввода i -й частицы за сек, $[c^{-1}]$, где $C = RS_d / V_p$, R – скорость бурения, S_d – площадь долота, V_p – объем частицы, N_i^0 – распределение i -й частицы в начальный момент времени. *Граничные условия* отвечают формированию изотермического течения в эксцентричном затрубном пространстве скважины (на входе дисперсной смеси, внешней границе кольцевой зоны, стенке внутренней трубы, выходе). Соответственно, на входе – однородные профили фаз, на выходе – условия непрерывности течения, на стенках – для несущей и дисперсной фазы прилипания капельной жидкости, отсутствия проскальзывания. При определении поля давления используется стандартная процедура PISO (расширение алгоритма SIMPLE [45–48]), а также алгоритм Strong Coupling, ПО ANSYS CFD, учитывающий детали внутри- и межфазного взаимодействия между частицами капельной жидкости и твердыми частицами.

Сходимость численного метода интегрирования определяющих уравнений системы (5)–(23) отвечает выполнению критерия вида (24):

$$\max_{i,j,k} \left\{ \left| \frac{\Phi_{i,j,k}^{m+1} - \Phi_{i,j,k}^m}{\Phi_{i,j,k}^{m+1}} \right| \right\} \leq \Delta_\Phi, \quad \Delta_\Phi = O(10^{-3}), \quad \%, \quad (24)$$

где $(\Phi = \{\mathbf{v}_f, \mathbf{v}_p, \overline{v'_i v'_j}, k, \varepsilon, \omega, L\})$ и ее интегральные значения (например, $\Phi_{wf} = \tau_{wf}$ – сопротивления трения) характеризуют состояния смеси на двух последних итерациях ($m, m+1$). Особенности численного метода и алгоритма детально изложены, например, в [45–51].

Таблица. Характерные параметры моделирования процессов гидротранспорта в системе «коллектор–смесь–скважина»

Table. Typical parameters for modeling hydraulic transport processes at “collector–mixture–well” system

| дисперсная среда (твердая фаза – песок; капельная фаза – жидкость) disperse medium (solid phase – sand; droplet phase – liquid) | форма частиц particle shape | плотность, кг/м ³ density, kg/m ³ | диаметр, м diameter, m | Реология Rheology |
|--|--|--|--|--|
| | одноразмерные, шарообразные one-dimensional, spherical | (2,6–2,7)·10 ³ | 0,006 | неньютоновская типа Гершеля–Балкли non-Newtonian Herschel–Bulkley |
| режим бурения drilling mode | реальная скорость твердых частиц, вход, v_p , м/с actual solids velocity, inlet, v_p , m/s | скорость бурения, м/ч drilling speed, m/h | масса загруженных частиц, кг mass of load particles, kg | динамика вязкого потока, Re viscous flow dynamics, Re |
| | 0 | 9–14 | 1,9–1,94 | (0,02–2,6)·10 ⁵ |
| геометрия скважины well geometry | внешний диаметр, м outer diameter, m | внутренний диаметр, м internal diameter, m | длина, м length, m | эксцентricность, % eccentricity, % |
| | 0,2 | 0,12 | 12 | 70 |

Результаты и их анализ. Отметим, что расчеты комплексных гидродинамических и диффузионных процессов, сопровождающих гидротранспорт буровой выработки по эксцентричному затрубному пространству наклонного и горизонтального участка скважины, а также способных обострить эффекты, ответственные за формирование прихвата буровой трубы, выполнены при значениях определяющих параметров, представленных в таблице.

На рис. 15–18 представлены отдельные сведения о картинах изменений динамической и диффузионной структуры потока по длине скважины, позволяющие уяснить проблемы выноса шлама из скважины и предотвращения прихвата.

Численный анализ динамической структуры смеси указывает, что влияние реологических параметров (предела текучести, индекса потока и консистенции, (12)) на скорость накопления шлама весьма существенно. Установлено, что с повышением предела текучести (τ_0), а также с уменьшением индексов потока (n) и консистенции (k) можно сформировать условия для интенсивной очистки скважины и предотвратить случаи прихвата.

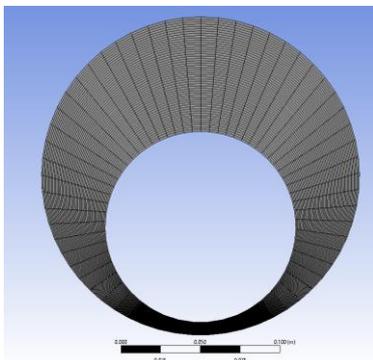


Рис. 15. Разносная сетка к расчету гидротранспорта шлама

Fig. 15. Spacing grid for calculating cutting hydraulic transport

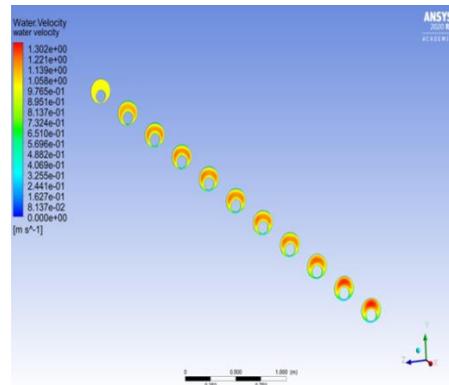


Рис. 16. Изменение осевой компоненты вектора скорости раствора по длине горизонтального участка скважины в условиях: $Re=10^4$, $L=10$ м, $R_2=0,2$ м, $R_1=0,1$ м в сечениях с интервалом в 1 м

Fig. 16. Change in the axial component of the solution velocity vector along the length of the horizontal section of the well under the conditions: $Re=10^4$, $L=10$ m, $R_2=0.2$ m, $R_1=0.1$ m in sections with an interval of 1 m

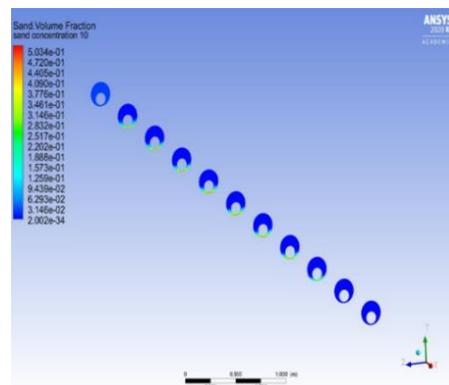


Рис. 17. Изменение объемной доли частиц песка, предсказанное в рамках ЭЭ метода. Условия аналогичны данным рис. 16

Fig. 17. Variation of the volume fraction of sand particles predicted within the Eulerian–Eulerian method. The conditions are similar to the data of Fig. 16

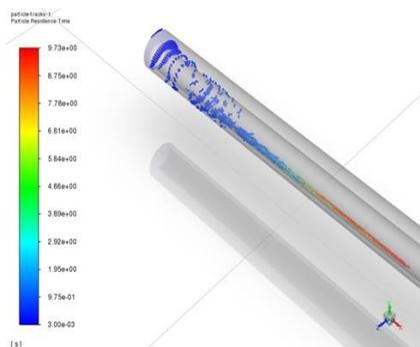


Рис. 18. Изменения объемной доли частиц твердой фазы, предсказанные в рамках ЭЛ метода. Условия аналогичны данным на рис. 16

Fig. 18. Changes in the volume fraction of solid phase particles predicted within the framework of the Eulerian-Lagrangian method. The conditions are similar to the data in Fig. 16

Так, из рис. 16–18 следует, что в развивающемся потоке (в режимах $Re=idem$, $Fr=idem$ и с различной загрузкой) твердые частицы локализуются в нижней части поперечного сечения (рис. 17, 18).

В этой зоне интенсифицируется их взаимодействие со стенкой трубы. Причем при прочих равных условиях увеличение загрузки частиц на входе приводит к относительному росту как размеров области, так и концентрации количества транспортируемых частиц с более высокими абсолютными скоростями течения. Также отметим, что увеличение концентрации твердых частиц и среднерасходной скорости потока в области входа приводит к тому, что перенос твердых частиц в горизонтальной плоскости по длине трубы заметно возрастает. В пристеночной зоне интенсифицируются конвективно-диффузионные процессы переноса импульса, массы компонентов смеси, осложненные влиянием массовых сил (суть влияния гравитационного эффекта). Более того, расчеты показывают, что в режимах течения в трубах, отличающихся ростом интенсивности турбулентности, числа Re , а также увеличением локальных параметров турбулентных вихрей (например, k , L , ω , ε и т. п.) следует ожидать интенсификации молярного процесса переноса импульса, массы за счет повышенных значений однородных и смешанных моментов второго и третьего порядка между пульсациями вектора скорости, давления и частиц твердой фазы. Это приводит к тому, что структура пульсационного течения становится неоднородной и анизотропной. В таких условиях использование моделей RANS-подхода со скалярными коэффициентами молярного переноса импульса и массы (например, модели типа $k-\varepsilon/\omega/L$ [45]) проблематично. Расчетами фиксируется тенденция, характерная для развивающегося турбулентного течения, что рост интенсивности турбу-

лентности и более высокие значения загрузки концентрации твердых частиц приводят к формированию более выраженной «узкой зоны высоких градиентов» с переходными ламинарно-турбулентными явлениями в структуре пристеночного течения и турбулентного пограничного гидродинамического и диффузионного слоев. Это способствует относительному смещению горизонтальной области интенсивного пристеночного течения от нижней стенки трубы в ядро потока и интенсифицирует турбулентное течение в пристеночной зоне (рис. 16–18). Более того, из информации о развитии дисперсного течения по длине скважины следует, что при небольшой загрузке твердых частиц во входящий в трубу турбулентный поток с относительно невысокими числами Рейнольдса ($Re=0,5...1 \cdot 10^4$) формируется течение с характерной асимметричностью распределения осевой компоненты вектора скорости твердых частиц в радиальном выходном сечении гидродинамически стабилизированного потока. Также выполненные исследования изменений напряжений сдвига твердых частиц показывают, что напряжения τ_{xr} , $\tau_{r\varphi}$ способны существенно обострять деформационные процессы вокруг буровой трубы и интенсифицировать эффекты прихвата рабочих элементов оборудования в процессе бурения. Так, при относительно небольших нагрузках твердых частиц в области входа потока с интенсивной турбулентностью ($Re=O(10^5)$) в донной части горизонтального участка трубы формируется зона «слабоинерционного» течения, где из-за относительно высокой молекулярной вязкости смеси наблюдается седиментация частиц. Эти процессы приводят к росту напряжения сдвига по поверхности буровой трубы, взаимодействующей с большей массой осаждаемых частиц шлама. Стоит отметить, что в своем большинстве указанные проблемы прогноза прихвата, их корректного моделирования в рамках положений механики гетерогенных смесей *открыты и еще ждут* своего окончательного решения в рамках использования 3D-MEM-подхода. В целом из рис. 16–18 следует, что в определенных условиях течения смеси нелинейные эффекты совместного взаимодействия поверхностных и массовых сил на структуру потока способны приводить к асимметричности распределения радиальной компоненты вектора скорости твердых частиц в силу их реакции на механизмы процессов переноса импульса и массы, составляющих суть определяющих критериев подобия (Re , Fr , Pe_d , Sm и т. п.) рассматриваемой задачи. Также стоит отметить, что установленная нетривиальность эффектов от поведения поля скорости в развивающемся потоке, изменений в динамической и диффузионной структуре частиц смеси, реологических эффектов от нелинейности

изменений напряжений со скоростями деформаций в фазах будут *обострять механизмы* прихвата буровой трубы. Поэтому стоит ожидать, что при высоких значениях загрузки частиц и при вращении трубы крупные неоднородности буровой выработки начнут разрушаться. Это приведет к *ламинизации течения*. Эти вопросы могут составить предмет для перспективных будущих исследований. Видно, что в комплексном анализе проблем прихвата обращение к полнофакторной геомеханической 3D-МЕМ-модели является оправданным.

Заключение

Проведенное исследование позволяет сделать следующие выводы.

1. Эксплуатация оборудования в условиях прихвата указывает на то, что скважины имеют ограничения по времени воздействия на открытый ствол, поэтому проблемные пласты должны быть обсажены как можно раньше.
2. Для предотвращения дорогостоящих операций по восстановлению оборудования при прихвате необходим обмен опытом по установлению механизмов образования шлама.
3. Сценарий прихвата должен быть детально проанализирован, а основные выводы должны быть распространены среди всех сторон, участвующих в разработке месторождения.
4. В процессе бурения реакция бурильщика является ключевым фактором в определении прихвата. Его можно избежать, если происходит детальное изучение деформационных и динамических процессов в скважине.
5. Одним из решений для предотвращения бурения через трещиноватые/истощенные коллекторы является применение бурения под управляемым давлением.
6. При анализе прихвата обращение к геомеханической 3D-МЕМ-модели представляется обоснованным. На ее основе можно установить причины прихвата, поддерживать те режимы, при которых реально возможно смягчение его негативных эффектов. Например, через факты учета НДС системы «порода–скважина–раствор», особенностей изменений морфологии, теплофизики, геомеханики среды. Подход доказал свою эффективность при решении отдельных проблем прихвата: минимизации площади контакта между пластом и трубой, интенсификации очистки скважины от бурового шлама, формировании условий стабильности ствола скважины. 3D-МЕМ-модели позволяют быстро обнаружить места заклинивания оборудования по информации о распределении напряжений по периметру ствола, предложить меры по освобождению трубы, оценить глубину прихвата и

рассчитать крутящий момент и осевое усилие, необходимые для освобождения прихвата. Все это гарантирует, что 3D-МЕМ-модель бурения будет полезна для инженерного анализа.

Практические рекомендации персоналу сводятся к следующему.

1. Когда возможно, колонна должна находиться в постоянном движении, чтобы обеспечить корректную очистку.
2. Частицы LCM среднего размера, превышающие 1/3 размера самых маленьких насадок долота, не должны использоваться при устранении потерь. Опыт показывает, что закачиваются концентрации LCM при значениях более 50 фунтов на квадратный дюйм при потерях до 50 баррелей в час. Более плотные концентрации могут оказаться неэффективными и приведут к образованию крупной корки.
3. При снижении дебита из-за потерь циркуляции скважина может стать более грязной. Свойства бурового раствора должны тщательно контролироваться. Повышение его вязкости при низкой скорости сдвига может способствовать очистке скважины. Кроме того, потери бурового раствора по API должны быть как можно ниже, чтобы предотвратить чрезмерное образование фильтрационной корки на проницаемых уровнях.

Проанализированные особенности сценариев прихвата на Южных месторождениях Ирака позволяют отметить.

Для обеспечения эффективной очистки скважины предлагается закачивать таблетки высокой вязкости через регулярные промежутки времени (например, через 15 минут или каждые два часа). Таблетки следует добавлять к буровому раствору, что сформирует надлежащую условиям морфологию смеси.

Важно учитывать в практике бурения, что в открытом стволе скважины не следует оставлять рабочую колонну неподвижной, за исключением операций наращивания инструмента. Стоит всегда следить за тем, чтобы колонна совершала возвратно-поступательные и вращательные движения.

Анализ показывает, что целесообразно увеличить плотность бурового раствора до 1,20 г/см³ перед входом в пласты Танума и Нахр Умр до 50 м. Кроме того, при входе в пласт Нахр Умр предлагается закачивать таблетки, включающие уплотняющие и CaCO₃ материалы не только во время бурения, но и при других операциях, таких как спуско-подъемные и т. д.

Эквивалентная циркулирующая плотность должна контролироваться. В этом отношении лучшими практиками являются плавный запуск насоса и разрушение гелей. Максимальный расход применяется только в том случае, если это необходимо

для хорошей очистки скважины. А уменьшение расхода требуется в условиях, когда буровые колонны находятся перед сланцами, осуществляется контроль свойств бурового раствора, проводится минимизация давления всплывания/подкачки.

Целесообразно использование двух роликовых расширителей в КНБК на оптимальных расстояниях для уменьшения расслаивания и предотвраще-

ния узких мест при расширении, обратной проходке и спуске очистителя.

В случае прихвата трубы в известняковом пласте требуется закачать 22%-ю HCl/HF кислоту для охвата кольцевого пространства от долота до вершины карбонатного пласта и убедиться, что кислотная таблетка впиталась в течение двух часов при попытке вращения колонны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Automated decision support and expert collaboration avoid stuck pipe and improve drilling operations in offshore Brazil subsalt well / S.B. Ferreira, A.P.L.A. Carvalho, D.J.L. Rodrigues, R.M. Schnell, D.M. Thomson, I.J. Baptista, R.C. Alves // *Proceedings of Annual Offshore Technologic Conference*. – 2015. – Vol. 3. – P. 2135–2144. DOI: 10.4043/25838-ms.
2. Elmousalami H.H., Elaskary M. Drilling stuck pipe classification and mitigation in the Gulf of Suez oil fields using artificial intelligence // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – Vol. 10. – № 5. – P. 2055–2068. DOI: 10.1007/S13202-020-00857-W/FIGURES/11.
3. Segura J.J.W. Drill pipe cutting at ultra high pressure: a proven capability for stuck pipe hazards // *SPE/IADC Drill. Conf. Proc.* – 2011. – Vol. 1. – P. 102–111. DOI: 10.2118/139511-ms.
4. Харламов С.Н., Мехран Д., Филиппов К.А. Математическое моделирование и методы исследования гидродинамической очистки горизонтальных скважин // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 53–73. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3305.
5. Nguyen H.-H., Park J.-H., Jeong H.-Y. A simultaneous Pipe-Attribute and PIG-Pose estimation (SPPE) using 3-D point cloud in compressible gas pipelines // *Sensors*. – 2023. – Vol. 23. – № 3. – P. 1–18. DOI: 10.3390/s23031196.
6. 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. – Vol. 16. – № 13. – P. 1–28. DOI: 10.3390/en16134934.
7. A comprehensive review of laboratory, field and modelling studies on drilling mud rheology in high temperature high pressure (HTHP) conditions / O.S. Agwu, O.E. Akpabio, J.U. Ekpenyong, M.E. Inyang, U.G. Asuquo, D.E. Eyoh, I.J. Adeoye // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 94. – № 2. – P. 104046. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104046.
8. Al-Haleem A., Al-Razzaq A. Optimization of hole cleaning in Iraqi directional oil wells // *Journal of Engineering*. – 2016. – Vol. 22. – P. 108–116. DOI: <https://doi.org/10.31026/j.eng.2016.07.07>
9. Ринатович Ю.А. Анализ способов профилактики затяжек и прихватов бурильных колонн // *Столыпинский вестник*. – 2022. – № 3. – С. 1689–1707.
10. A novel efficient borehole cleaning model for optimizing drilling performance in real time / K.M. Al-Rubaii, M. Al-Shargabi, M. Al-Shehri, D. Alyami, A. Minaev // *Applied Science*. – 2023. – P. 1–28. DOI: 10.3390/app13137751.
11. Novel jet cutter cartridge for eliminating deepwater stuck pipe hazards / Z. Cheng, Yi Tao, C. Liu, R. Yao, Yu- Le Hu, Fang-Fang Ma, Honghao Shen // *Combustion explosion and shock waves*. – 2021. – Vol. 57. – № 1. – P. 122–128. DOI: 10.1134/s0010508221010147.
12. A new down hole tool and approach to release differentially stuck pipe / K.K. Machocki, A. Aljohar, D. Zhan, A. Abegunde // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. – 2021. – Vol. 15. – P. D011S018R004. DOI: 10.2118/207964-MS.
13. Outline C. Formulas and calculations for petroleum engineering (chapter 2. Drilling engineering formulas and calculations, P. 70–172.). Gulf Professional Publishing: Elsevier Inc., 2019. – 517 p. DOI: 10.1016/B978-0-12-816508-9.00002-0.
14. Battle of the water calibration networks / E. Ostfeld, Avi Salomons, Elad Skolicki, Z. Wadda et al. // *Journal of Water Resources Planning and Management*. – 2013. – Vol. 136. – № 5. – P. 1–10. URL: <http://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/41024%28340%2943%5C> (дата обращения 10.05.2024).
15. Ghasemi Kafroudi E., Hashemabadi S.H. Numerical study on cuttings transport in vertical wells with eccentric drillpipe // *Journal of Petroleum Science Engineering*. – 2016. – Vol. 140. – № 4. – P. 85–96. DOI: 10.1016/J.PETROL.2015.12.026.
16. AccuPipePred: a framework for the accurate and early detection of stuck pipe for real-time drilling operations / A. Magana-Mora, S. Gharbi, A. Alshaiikh, A. Al-Yami // *SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc.* – 2019. – № 3. DOI: 10.2118/194980-ms.
17. Hole-cleaning performance of gasified drilling fluids in horizontal well sections / E.M. Ozbayoglu, R.E. Osgouei, A.M. Ozbayoglu, H.E. Yuksel // *SPE Journal*. – 2012. – Vol. 17. – № 3. – P. 912–923. DOI: 10.2118/131378-PA.
18. Ekun O.L., Kayode S. Evaluation of differential pressure sticking and stuck pipe in oil and gas drilling technology and its production operations // *World Academy of Science, Journal of Engineering and Technology*. – 2020. – Vol. 7.2. – № 1. – P. 114–130.
19. Support Vector Machine based modeling of an industrial natural gas sweetening plant / H. Adib, F. Shari, N. Mehranbod, N. Moradi // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 14. – P. 121–131. DOI: 10.1016/j.jngse.2013.06.004.
20. Al-Rubaii K.M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D.A. A novel automated model for evaluation of the efficiency of hole cleaning conditions during drilling operations // *Applied Science*. – 2023. – Vol. 13. – № 11. – P. 6464–6478. DOI: 10.3390/AP13116464.
21. Mitchell B. *Advanced oilwell drilling engineering handbook*. – Dallas, TX, USA: Society of Petroleum Engineers of the AIME, 1992. – 130 p.
22. Model order reduction for managed pressure drilling systems based on a model with local nonlinearities / S.N. Lordejani, B. Besselink, M.H. Abbasi, G.O. Kaasa, W.H.A. Schilders, N. van de Wouw // *IFAC-Papers on Line*. – 2018. – Vol. 51. – № 8. – P. 50–55. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.354.

23. A developed robust model and artificial intelligence techniques to predict drilling fluid density and equivalent circulation density in real time / M. Al-Rubaii, M. Al-Shargabi, B. Aldahlawi, D. Al Shehri, K.M. Minaev // *Sensors*. – 2023. – Vol. 23. – № 14. – P. 1–28. DOI: 10.3390/s23146594.
24. Bangert P. Introduction to machine learning in the oil and gas industry // *Machine Learning and Data Science in the Oil and Gas Industry: best practices, tools, and case studies*. – Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2021. – P. 69–81. DOI: 10.1016/b978-0-12-820714-7.00004-2.
25. Stuck pipe mitigating during drill pipe connection using rotation continuous circulation tool / H. Alhamed, A. Alshaarawi, M. Albadran, M. Alshalan // *International Petroleum Technology Conference*. – Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020. – Paper Number: IPTC-19731-ABSTRACT. DOI: 10.2523/iptc-19731-ms.
26. Харламов С.Н., Мехран Д. Численное прогнозирование потока вязкой капельной жидкой смеси с твердыми частицами во входном поле эксцентриковых кольцевых труб и очистка их от шлама // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 18–41. DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3615.
27. Bayan M.R., Zulkarnain K. Stuck pipe prediction in geothermal well drilling at darajat using statistical and machine learning application // *APCORISE '20: Proceedings of the 3rd Asia Pacific Conference on Research in Industrial and Systems Engineering*. – June 2020. – P. 100–104. DOI: <https://doi.org/10.1145/3400934.3400954>
28. Awadeesian A.M.R., Awadh S.M., Al-dabbas M.A. A modified water injection technique to improve oil recovery: Mishrif carbonate reservoirs in Southern Iraq oil fields, case study // *Iraqi Geological Journal*. – 2019. – Vol. 52. – № 1. – P. 125–146. DOI: 10.46717/igj.52.1.8Ms-2019-06-30.
29. Real time stuck pipe prediction by using a combination of physics-based model and data analytics approach / S. Zhang, F. Islam, A. Zeng, H. Chen, Z. Zeng, Y. Wang, X. Li // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. – 2019. – № 11. – P. 1–16. DOI: 10.2118/197167-MS.
30. Robust computational approach to determine the safe mud weight window using well-log data from a large gas reservoir / S.S. Beheshtian, S. Rajabi, M. Davoodi, Sh. Wood, D.A. Ghorbani, H. Mohamadian, N. Ahmadi, M. Band // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – Vol. 142. – № 5. – P. 1–25. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105772.
31. Прогнозирование рисков заклинивания для исключения возможности прихватов технической системы «Перфобур» при бурении разветвленных каналов в терригенных коллекторах / И.А. Лягов, А.Г. Губайдуллин, А.В. Лягов, А.И. Могучев, А. Попов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 126–136. DOI: 10.18799/24131830/2019/10/2304.
32. Alhisnawy K.T., Ayad A., Alhaleem M. The using of unconventional method depending on well power in the mishrif formation to release differential stuck pipe, Nahr Umr Oil Field, Southern Iraq // *Iraqi Geological Journal*. – 2023. – Vol. 56. – № 2b. – P. 67–74. DOI: 10.46717/igj.56.2B.5ms-2023-8-14.
33. Al-Hameedi S.D.-N., Alkinani H.H. Insights into mechanical and differential pipe sticking with case histories, AADE-19-NTCE-020 // *American Association of Drilling Engineers. National Technical Conference and Exhibition*. – Denver, Colorado, April 9–10, 2019. – P. 1–6.
34. Reservoir drill-in fluid minimizes fluid invasion and mitigates differential stuck pipe with improved production test results / A. Al-Ansari, C. Parra, A. Abahussain, A.M. Abuhamed, R. Pino, M. El Bialy, H. Sadok Mohamed, C. Lopez // *SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc.* – 2017. – Vol. 3. – P. 2304–2316. DOI: 10.2118/183764-ms.
35. Рогов Е.А. Разработка состава технологической жидкости для исключения заклинивания долота // *Записки горного института*. – 2019. – Т. 237. – № 3. – С. 281–284. DOI: 10.31897/pmi.2019.3.281.
36. Nautiyal A., Kumar A. Machine learning approach for intelligent prediction of petroleum upstream stuck pipe challenge in oil and gas industry // *Environment, Development and Sustainability*. – 2022. – P. 1–27. DOI: 10.1007/s10668-022-02387-3.
37. A model for early detection of stuck pipe using random forest algorithm / Jiehong Duan, Yujie Tian, Ethan Long, Wei Long // *Preprint. Research square*. – 2023. – P. 1–20. DOI: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2528515/v1>.
38. Mohammed S.E., Almahdawi F.H.M. Experimental study for assessment of cutting density effect on hole cleaning efficiency in inclined and horizontal wells // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. – 2020. – Vol. 21. – № 3. – P. 1–8. DOI: 10.31699/ijcpe.2020.3.1.
39. Payrazyan V.K., Robinson T.S. Leveraging targeted machine learning for early warning and prevention of stuck pipe, tight holes, pack offs, hole cleaning issues and other potential drilling hazards // *Offshore Technology Conference*. – 2023. – Vol. 5. – № 1. – P. 1–27. DOI: 10.4043/32169-MS.
40. An intelligent moving window sparse principal component analysis-based case based reasoning for fault diagnosis: case of the drilling process / Y. Han, J. Liu, F. Liu, Z. Geng // *ISA Transaction*. – 2022. – Vol. 128. – P. 242–254. DOI: 10.1016/j.isatra.2021.09.016.
41. Lessons learned from drilling a long open hole interval and recovery from a stuck pipe incident / J. Akinfolarin, A. Amah, O. Ijeh, I. Djauro, Ch. Omoregie, S. Usim, M. Tien, W. Emesi, J. Mordi // *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Virtual*. – August 2020. – Paper Number: SPE-203603-MS. Soc. Pet. Eng. – P. 1–20. DOI: 10.2118/203603-ms.
42. CFD modelling and simulation of drill cuttings transport efficiency in annular bends: effect of particle size polydispersity / E.I. Epelle, W. Obande, J.A. Okolie, T. Wilberforce, D.I. Gerogiorgis // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – № 109795. – P. 1–12.
43. Gulraiz S., Gray K.E. Study on the combined effect of thixotropy, particle shape, and particle size on cuttings transport in horizontal annuli // *Powder Technology*. – 2021. – Vol. 392. – P. 703–716.
44. Naderi M., Khamehchi E. Cutting transport efficiency prediction using probabilistic CFD and DOE techniques // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 163. – P. 58–66.
45. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Bryksin M.R. Aspects of computer simulation of transport and cleaning processes from cuttings in horizontal well sections // *Mathematical Models and Computer Simulations*. – 2023. – Vol. 15. – Iss. 3. – P. 502–519.
46. Харламов С.Н., Джанхорбани М., Зайковский В.В. Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Ч. 1. Моделирование структуры дисперсных течений // *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 10. – С. 34–48.

47. Харламов С.Н., Джанхорбани М., Чернов А.Г. Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Ч. 2. Численные результаты бурения при оптимальных реологических свойствах раствора // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 7–24.
48. Харламов С.Н., Джанхорбани М. Численный прогноз движения смеси вязкой каплевой жидкости с твердыми частицами во входной области эксцентричных кольцевых труб и их очистки от шлама // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 18–41.
49. Харламов С.Н., Фатьянов Д. С. Моделирование пространственных течений вязких сред в системе каналов с участками соединений сложной формы // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 70–88.
50. Харламов С.Н., Джанхорбани М. Численное исследование вязкостно-инерционного ламинарного закрученного течения в круглой трубе с эксцентричным круглым ядром // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 7–21.
51. Харламов С.Н., Джанхорбани М., Брыксин М.Р. Аспекты компьютерного моделирования процессов транспорта и очистки от шлама горизонтальных участков скважин // Математическое моделирование. – 2022. – Т. 334. – № 11. – С. 77–106.

Сведения об авторах

Софян Самеер Ал-обаиди, аспирант, отделение нефтегазового дела, Инженерная школа природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина 30. Al_obaidi@tpu.ru

Сергей Николаевич Харламов, доктор физико-математических наук, профессор, профессор отделения нефтегазового дела, Инженерная школа природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина 30. kharsn@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0007-4362-2511>

Поступила в редакцию: 17.05.2024

Поступила после рецензирования: 29.05.2024

Принята к публикации: 31.05.2024

REFERENCES

1. Ferreira S.B., Carvalho A.P.L.A., Rodrigues D.J.L., Schnell R.M., Thomson D.M., Baptista I.J., Alves R.C. Automated decision support and expert collaboration avoid stuck pipe and improve drilling operations in offshore Brazil subsalt well. *Proceedings of Annual Offshore Technologic Conference*, 2015, vol. 3, pp. 2135–2144. DOI: 10.4043/25838-ms.
2. Elmousalami H.H., Elaskary M. Drilling stuck pipe classification and mitigation in the Gulf of Suez oil fields using artificial intelligence. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020, vol. 10, no. 5, pp. 2055–2068. DOI: 10.1007/S13202-020-00857-W/FIGURES/11.
3. Segura J.J.W. Drill pipe cutting at ultra high pressure: a proven capability for stuck pipe hazards. *SPE/IADC Drill. Conf. Proc.*, 2011, vol. 1, pp. 102–111. DOI: 10.2118/139511-ms.
4. Kharlamov S.N., Mehran J., Filippov K.A. Mathematical modeling and methods of studying hydrodynamic cleaning of horizontal wells. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 332, no. 8, pp. 53–73. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3305.
5. Nguyen H.-H., Park J.-H., Jeong H.-Y. A simultaneous Pipe-Attribute and PIG-Pose estimation (SPPE) using 3-D point cloud in compressible gas pipelines. *Sensors*, 2023, vol. 23, no. 3, pp. 1–18. DOI: 10.3390/s23031196.
6. 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, vol. 16, no. 13, pp. 1–28. DOI: 10.3390/en16134934.
7. Agwu O.S., Akpabio O.E., Ekpenyong J.U., Inyang M.E., Asuquo U.G., Eyoh D.E., Adeoye I.J. A comprehensive review of laboratory, field and modelling studies on drilling mud rheology in high temperature high pressure (HTHP) conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 94, no. 2, pp. 104046. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104046.
8. Al-Haleem A.A., Al-Razzaq A. Optimization of hole cleaning in Iraqi Directional oil wells. *Journal of Engineering*, 2016, vol. 22, pp. 108–116. DOI: <https://doi.org/10.31026/j.eng.2016.07.07>
9. Rinatovich Y.A. Analysis of methods of prevention of drill string tightening and sticking. *Stolypinskiy vestnik*, 2022, no. 3, pp. 1689–1707. (In Russ.)
10. Al-Shargabi K.M., Al-Rubaii M., Al-Shehri M., Alyami D., Minaev A. A novel efficient borehole cleaning model for optimizing drilling performance in real time. *Applied Science*, 2023, pp. 1–28. DOI: 0.3390/app13137751.
11. Cheng Z., Tao Yi, Liu C., Yao R., Hu Yu- Le, Ma Fang-Fang, Shen Honghao. Novel jet cutter cartridge for eliminating deepwater stuck pipe hazards. *Combustion explosion and shock waves*, 2021, vol. 57, no. 1, pp. 122–128. DOI: 10.1134/s0010508221010147.
12. Machocki K.K., Aljohar A., Zhan D., Abegunde A. A new down hole tool and approach to release differentially stuck pipe. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, 2021, vol. 15, pp. D011S018R004. DOI: 10.2118/207964-MS.
13. Outline C. *Formulas and Calculations for Petroleum Engineering* (chapter 2. Mitchell B. Drilling engineering formulas and calculations, P. 70–172.). Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc., 2019. 517 p. DOI: 10.1016/B978-0-12-816508-9.00002-0.
14. Ostfeld E., Salomons A., Skolicki E., Wadda Z. Battle of the water calibration networks. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 2013, vol. 136, no. 5, pp. 1–10. Online. Available at: <http://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/41024%28340%2943%5C> (accessed 10 May 2024).

15. Ghasemi K.E., Hashemabadi S.H. Numerical study on cuttings transport in vertical wells with eccentric drillpipe. *Journal of Petroleum Science Engineering*, 2016, vol. 140, no. 4, pp. 85–96. DOI: 10.1016/J.PETROL.2015.12.026.
16. Magana-Mora A., Gharbi S., Alshaikh A., Al-Yami A. AccuPipePred: a framework for the accurate and early detection of stuck pipe for real-time drilling operations. *SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc.*, 2019, no. 3. DOI: 10.2118/194980-ms.
17. Ozbayoglu E.M., Osgouei R.E., Ozbayoglu A.M., Yuksel H.E. Hole-cleaning performance of gasified drilling fluids in horizontal well sections. *SPE Journal*, 2012, vol. 17, no. 3, pp. 912–923. DOI: 10.2118/131378-PA.
18. Ekun O.L., Kayode S. Evaluation of differential pressure sticking and stuck pipe in oil and gas drilling technology and its production operations. *World Academy of Science, Journal of Engineering and Technology*, 2020, vol. 7.2, no. 1, pp. 114–130.
19. Adib H., Shari F., Mehranbod N., Moradi N. Support vector machine based modeling of an industrial natural gas sweetening plant. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2013, vol. 14, pp. 121–131. DOI: 10.1016/j.jngse.2013.06.004.
20. Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D.A. A novel automated model for evaluation of the efficiency of hole cleaning conditions during drilling operations. *Applied Science*, 2023, vol. 13, no. 11, pp. 6464–6478. DOI: 10.3390/APP13116464.
21. Mitchell B. *Advanced oilwell drilling engineering handbook*. Dallas, TX, USA, Society of Petroleum Engineers of the AIME, 1992. 130 p.
22. Lordejani S.N., Besselink B., Abbasi M.H., Kaasa G.O., Schilders W.H.A., Van de Wouw N. Model order reduction for managed pressure drilling systems based on a model with local nonlinearities. *IFAC-Papers on Line*, 2018, vol. 51, no. 8, pp. 50–55. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.354.
23. Al-Rubaii M.M., Al-Shargabi M., Aldahlawi B., Al Shehri D., Minaev K.M. A developed robust model and artificial intelligence techniques to predict drilling fluid density and equivalent circulation density in real time. *Sensors*, 2023, vol. 23, no. 14, pp. 1–28. DOI: 10.3390/s23146594.
24. Bangert P. Introduction to machine learning in the oil and gas industry. *Machine Learning and Data Science in the Oil and Gas Industry: best practices, tools, and case studies*. Cambridge, Gulf Professional Publ., 2021. pp. 69–81. DOI: 10.1016/b978-0-12-820714-7.00004-2.
25. Alhamed H., Alshaarawi A., Albadran M., Alshalan M. Stuck pipe mitigating during drill pipe connection using rotation continuous circulation tool. *International Petroleum Technology Conference*. Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020. Paper Number: IPTC-19731-ABSTRACT. DOI: 10.2523/iptc-19731-ms.
26. Kharlamov S.N., Mehran J. Numerical prediction of flow of viscous drip liquid mixture with solid particles in inlet field of eccentric annular tubes and cleaning them from sludge. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 18–41. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3615
27. Bayan M.R., Zulkarnain K. Stuck pipe prediction in geothermal well drilling at Darajat using statistical and machine learning application. *Proc. 3rd Asia Pacific Conf. Res. Ind. Syst. Eng.*, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1145/3400934.3400954>.
28. Awadeesian A.M.R., Awadh S.M., Al-dabbas M.A. A modified water injection technique to improve oil recovery: Mishrif carbonate reservoirs in Southern Iraq oil fields, case study. *Iraqi Geological Journal*, 2019, vol. 52, no. 1, pp. 125–146. DOI: 10.46717/igj.52.1.8Ms-2019-06-30.
29. Zhang S., Islam F., Zeng A., Chen H., Zeng Z., Wang Y., Li X. Real time stuck pipe prediction by using a combination of physics-based model and data analytics approach. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, 2019, no. 11, pp. 1–16. DOI: 10.2118/197167-MS.
30. Beheshtian S.S., Rajabi S., Davoodi M., Wood Sh., Ghorbani D.A., Mohamadian H., Ahmadi N., Band M. Robust computational approach to determine the safe mud weight window using well-log data from a large gas reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, vol. 142, no. 5, pp. 1–25. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105772.
31. Lyagov I.A., Gubaidullin A.G., Lyagov A.V., Moguchev A.I., Popov A. Prediction of jamming risks to prevent sticking of the Perforator technical system when drilling branched channels in terrigenous reservoirs *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 10, pp. 116–136. (In Russ.)
32. Alhisnawy K.T., Alhaleem A.A.M. The using of unconventional method depending on well power in the Mishrif formation to release differential stuck pipe, Nahr Umr Oil Field, Southern Iraq. *Iraqi Geological Journal*, 2023, vol. 56, no. 2b, pp. 67–74. DOI: 10.46717/igj.56.2B.5ms-2023-8-14.
33. Al-Hameedi S.D.-N., Alkinani H.H. Insights into mechanical and differential pipe sticking with case histories. *AADE-19-NTCE-020, American Association of Drilling Engineers. National Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, April 9–10, 2019. pp. 1–6.
34. Al-Ansari A., Parra C., Abahussain A., Abuhamed A.M., Pino R., El Bialy M., HadjSadok M., Lopez C. Reservoir drill-in fluid minimizes fluid invasion and mitigates differential stuck pipe with improved production test results. *SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc.*, 2017, vol. 3, pp. 2304–2316. DOI: 10.2118/183764-ms.
35. Rogov E.A. Development of the composition of the process fluid to eliminate bit seizure. *Zapiski Gornogo institute*, 2019, vol. 237, no. 3, pp. 281–284. (In Russ.) DOI: 10.31897/pmi.2019.3.281.
36. Nautiyal A., Kumar A. Machine learning approach for intelligent prediction of petroleum upstream stuck pipe challenge in oil and gas industry. *Environment, Development and Sustainability*, 2022, pp. 1–27. DOI: 10.1007/s10668-022-02387-3.
37. Duan J., Long E. A model for early detection of stuck pipe using random forest algorithm. Preprint. *Research square*, 2023, pp. 1–20. DOI: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2528515/v1>
38. Mohammed S.E., Almahdawi F.H.M. Experimental study for assessment of cutting density effect on hole cleaning efficiency in inclined and horizontal wells. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 2020, vol. 21, no. 3, pp. 1–8. DOI: 10.31699/ijcpe.2020.3.1.
39. Payrazyan V.K., Robinson T.S. Leveraging targeted machine learning for early warning and prevention of stuck pipe, tight holes, pack offs, hole cleaning issues and other potential drilling hazards. *Offshore Technology Conference*, 2023, vol. 5, no. 1, pp. 1–27. DOI: 10.4043/32169-MS.
40. Han Y., Liu J., Liu F., Geng Z. An intelligent moving window sparse principal component analysis-based case based reasoning for fault diagnosis: case of the drilling process. *ISA Transaction*, 2022, vol. 128, pp. 242–254. DOI: 10.1016/j.isatra.2021.09.016.

41. Akinfolarin J., Amah A., Ijeh O., Djauro I., Omoregie Ch., Usim S., Tien M., Emesi W., Mordi J. Lessons learned from drilling a long open hole interval and recovery from a stuck pipe incident. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Virtual, August 2020. Paper Number: SPE-203603-MS. Soc. Pet. Eng. pp. 1–20. DOI: 10.2118/203603-ms.
42. Epelle E.I., Obande W., Okolie J.A., Wilberforce T., Gerogiorgis D.I. CFD modelling and simulation of drill cuttings transport efficiency in annular bends: Effect of particle size polydispersity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, no. 109795, pp. 1–12.
43. Gulraiz S., Gray K.E. Study on the combined effect of thixotropy, particle shape, and particle size on cuttings transport in horizontal annuli. *Powder Technology*, 2021, vol. 392, pp. 703–716.
44. Naderi M., Khamehchi E. Cutting transport efficiency prediction using probabilistic CFD and DOE techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 163, pp. 58–66.
45. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Bryksin M.R. Aspects of computer simulation of transport and cleaning processes from cuttings in horizontal well sections. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 2023, vol. 15, Iss. 3, pp. 502–519.
46. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Zaikovskiy V.V. Transport of cuttings by drilling fluid in horizontal wells. Part 1. Modeling the structure of dispersed flows. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 10, pp. 34–48. (In Russ.)
47. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Chernov A.G. Transport of cuttings by drilling fluid in horizontal wells. P. 2. Numerical results of drilling with optimal rheological properties of the solution. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 7–24. (In Russ.)
48. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Numerical forecast of the movement of a mixture of viscous droplet liquid with solid particles in the inlet region of eccentric ring pipes and their cleaning from sludge. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 18–41. (In Russ.)
49. Kharlamov S.N., Fatyanov D.S. Modeling of spatial flows of viscous media in a system of channels with sections of connections of complex shape. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 5, pp. 70–88. (In Russ.)
50. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Numerical study of viscous-inertial laminar swirling flow in a round pipe with an eccentric round core. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 7–21. (In Russ.)
51. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Bryksin M.R. Aspects of computer modeling of transport processes and slurry cleaning of horizontal sections of wells. *Mathematical modeling*, 2022, vol. 34, no. 11, pp. 77–106. (In Russ.)

Information about the authors

Sofyan Sameer Al-obaiddi, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. Al_obaiddi@tpu.ru

Sergey N. Kharlamov, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. kharsn@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0007-4362-2511>

Received: 17.05.2024

Revised: 29.05.2024

Accepted: 31.05.2024