

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРИФЕРИЙНЫМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ КУСТА СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ЕДИНОЙ СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ

Илюшин Павел Юрьевич¹,
ilushin-pavel@yandex.ru

Вяткин Кирилл Андреевич¹,
kirill.vyatkin@girngm.ru

Козлов Антон Вадимович¹,
anton.kozlov@girngm.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования заключается в необходимости повышения энергоэффективности добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздних стадиях работы. Сущность работы заключается в интеграции периферийного нефтепромыслового оборудования, в том числе замерных установок, устройств по борьбе с отложениями, в единую со скважинами систему – интеллектуальную станцию управления. В настоящее время динамика работы скважин не влияет на параметры работы данных установок. При их интеграции в систему и написании соответствующих алгоритмов возможно увеличение энергоэффективности добычи нефти, снижение затрат на обслуживание скважин и, в перспективе, интеллектуализацию их работы.

Цель: определить алгоритмы регулирования периферийного оборудования, работу которого можно оптимизировать на основе динамики изменения параметров работы нефтедобывающей скважины.

Методы: гидравлическое моделирование работы куста скважин, численное определение напорной характеристики скважины, обзор научных источников и анализ параметров борьбы с органическими отложениями.

Результаты. Приведены сценарии оптимизации работы нефтедобывающих скважин при интеграции в интеллектуальную станцию управления периферийных устройств. Так, интеграция устьевого блока подачи реагента, устройства очистки лифтовой колонны или станции управления греющего кабеля, при идентификации образования парафиновых отложений, может изменить режим работы, что позволит оптимизировать процессы борьбы с отложениями и увеличить межочистный период скважины. Расчет изменения устьевых давлений при значительном кратковременном изменении дебита одной или нескольких скважин позволит изменить диаметр штуцера на скважине, что сохранит точку пересечения напорной характеристики скважины и характеристики электроцентробежного насоса. Согласно технологическому расчёту, это позволит избежать нестабильной работы насоса и сохранить оптимальное значение коэффициента полезного действия, падение которого может превышать 2 %. Третий алгоритм описывает способ снижения затрат инженерно-технического персонала на обслуживание скважин при получении некондиционных данных дебита. При их получении предлагается запуск алгоритма оценки дебита скважины по косвенным данным – технология «Виртуальный расходомер». По результатам проверки система автоматически запустит повторный замер или сообщит инженерно-техническому персоналу о нарушениях в работе глубинно-насосного оборудования.

Выводы. Полученные алгоритмы могут быть интегрированы в станцию управления. Это обеспечит оптимизацию работы глубинно-насосного оборудования, увеличение межочистного периода скважины, а также снизит затраты времени инженерно-технического персонала на обслуживание скважин. Все представленные алгоритмы способны увеличить энергоэффективности добычи нефти, что является важной задачей при разработке месторождений на поздних стадиях.

Ключевые слова:

скважина, интеллектуальная станция управления, периферийное оборудование, энергоэффективность, эксплуатация скважин.

Введение

Большинство нефтяных месторождений Российской Федерации, в частности Пермского края, и ближайшего зарубежья находятся на поздних стадиях разработки. [1]. Данный процесс, помимо снижения технологических показателей разработки месторождения, сопровождается увеличением интенсивности возникновения различных осложнений и увеличением затрат на эксплуатацию и обслуживание добывающих скважин [2–4]. Стоит отметить, что на территории Пермского края более 99 % скважин эксплуатируются механизированным способом, при этом 21 % скважин – электроцентробежными насосами (ЭЦН). Также широкое распространение получили штанговые

глубинные насосы (ШГН), электрические одновинтовые насосы (ЭОВН) и штанговые винтовые насосы (ШВН) (рис. 1).

На поздних стадиях разработки становятся наиболее актуальными вопросы повышения эффективности разработки месторождения, увеличения добычи нефти, повышения нефтеотдачи пластов. Не менее важной проблемой выступает оптимизация энергопотребления и увеличения эффективности работы глубинно-насосного оборудования (ГНО). Причина этого – высокая доля механизированной добычи в структуре энергопотребления – более 55 % [5]. Основными методами увеличения энергоэффективности ГНО являются: оптимизация и замена ГНО, внедрение новых

технологий или оборудования, внедрение систем управления и автоматизации процессов добычи нефти и борьба с осложняющими факторами [6–8].

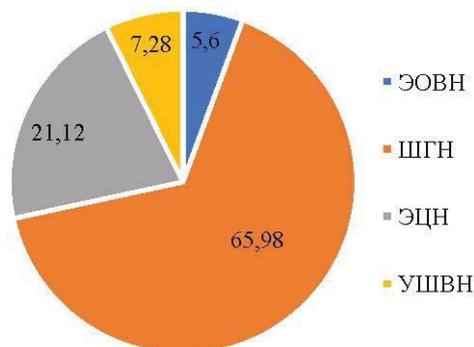


Рис. 1. Распределение добывающего фонда по способу эксплуатации

Fig. 1. Distribution of the mining fund by the method of operation

К осложнениям при добыче нефти относятся: образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), образование высоковязких эмульсий, высокий газовый фактор, интенсивная коррозия нефтепромыслового оборудования, вынос механических примесей и другие. На рис. 2 представлен состав добывающего фонда Пермского края.

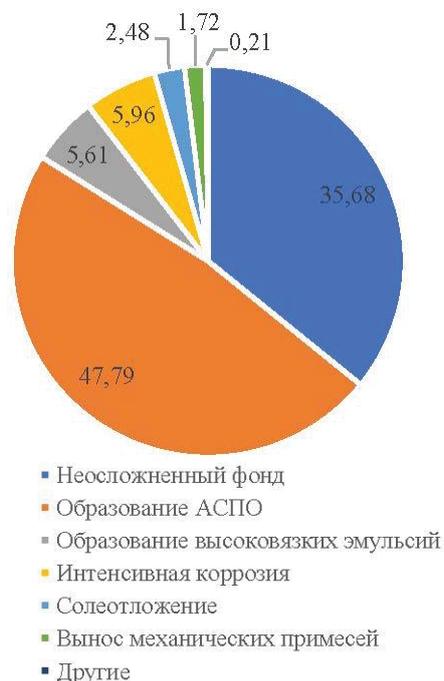


Рис. 2. Причины включения скважин в осложненный фонд добывающих скважин

Fig. 2. Reasons for including wells in the complicated fund of producing wells

Как видно из данного рисунка, наибольшая доля фонда добывающих скважин осложнена образованием АСПО. При этом стоит отметить, что добыча нефти на скважине может быть осложнена рядом факторов, например образованием АСПО и ВВЭ.

В этом случае на рис. 2 отображается лишь основное осложнение, определяемое как наиболее часто возникающее или для борьбы с которым выполняется больше регламентных работ. Данные органические отложения формируются на поверхности нефтепромыслового оборудования и стенки скважины, что приводит к снижению срока службы нефтепромыслового оборудования и гидравлического радиуса лифтовой колонны, росту давления и аварии [9–11]. Все методы борьбы с АСПО могут быть разделены на две группы: методы предупреждения образования и удаления сформированных отложений [12–14]. Наиболее распространенными методами предупреждения образования АСПО являются установка греющих кабелей и дозирование ингибитора в различных участках потока нефти [15]. Удаление же отложений выполняется скребкованием или проведением промывок горячими агентами (вода, нефть, пар) или углеводородными растворителями [16].

Большинство методов борьбы с осложнениями требует установки дополнительного оборудования на территории куста скважин [17, 18]. Для применения ингибиторов парафиноотложения применяются устьевые блоки подачи реагента (УБПР), позволяющие регулировать расход реагента по импульсной трубке. Для применения греющих кабелей также требуется установка станции управления. В современном нефтепромысле очистка скважин скребками выполняется устройствами очистки колонны (УОК), которые оснащены станцией управления, приводом лебедки и скребком. В лифтовую колонну через лубрикатор спущен скребок на лебедке, а его движение регулируется программой со станции управления. Так, на осложненных скважинах возможна установка ряда дополнительного оборудования, оснащенного станциями управления, регулирование работы которого выполняется вручную. Например, для изменения подачи реагента требуется регулировка хода плунжера насоса в УБПР, а для регулирования глубины и скорости прохождения требуемых интервалов УОК необходимо занесение этих данных в станции управления.

Зачастую нефтедобывающие скважины располагаются не отдельно, а группами – кустами. Однако в данном случае возникает две важные проблемы при их эксплуатации. Во-первых, замер количества добываемой жидкости, являющийся важнейшим параметром для мониторинга разработки месторождения, выполняется одной автоматической групповой замерной установкой (АГЗУ). Ввиду того, что замеры выполняются интервально, возможно получение некондиционных данных, после чего инженерно-технический персонал месторождения в ручном или автоматическом режиме изменяет порядок оценки дебита жидкости для повторения некондиционного замера. При большом фонде скважин проведение анализа и изменение порядка замеров дебитов скважин может занимать значительное количество времени. Во-вторых, в данном случае скважины могут значительно влиять друг на друга как напрямую, так и косвенно. Данное явление называется интерференцией. При эксплуатации одной скважины сам процесс притока жидкости

из пласта способен оказать влияние на различные параметры эксплуатируемого объекта и работы соседней скважины [19]. В процессе эксплуатации и регулирования работы скважины параметры системы «пласт–скважина» постоянно изменяются, вследствие чего параметры работы системы нефтесбора также могут изменяться. Также немаловажным является взаимодействие между скважинами при их введении и выведении из эксплуатации [20].

При регулировании работы одной скважины, например, для максимизации добычи, это может привести к снижению суммарной добычи нефти из интерферирующих между собой скважин. Следовательно, требуется постоянная регулировка параметров работы скважины в зависимости от внешних обстоятельств с учетом возможных последствий. Основными способами являются изменения параметров работы скважины без проведения ремонта, установка штуцера или частотное регулирование. [21, 22]. Последний метод является наиболее энерго- и ресурсоэффективным [23].

В настоящее время ведется активная разработка интеллектуальных станций управления (ИСУ) приводами скважин [24]. Их основной отличительной особенностью является оптимизация режима работы добывающей скважины и снижение удельного энергопотребления [25]. Станция управления должна обеспечивать длительную безаварийную работу нефтедобывающего оборудования, его эксплуатация должна производиться в «щадящем» режиме с минимальным износом ГНО [26]. Поддержание работы ЭЦН зависит от корректно установленных уставок, заложенных в станцию управления алгоритмов, и адекватной реакции на внешние воздействия [27]. В условиях регулирования работы штангового насоса требуется построение ваттметрограмм, динамограмм, автоматизированная оценка необходимости балансировки станка-качалки, обеспечение подбора закона перемещения колонны для минимальной нагрузки на штанги, определенного уровня заполнения насоса, минимального удельного расхода электричества и т. д. [28–30].

В рамках существующего тренда на цифровизацию нефтяного промысла требуется внедрение искусственного интеллекта в управление фондом скважин [31, 32]. Внедрение искусственного интеллекта предполагает увеличение энергоэффективности добычи за счет постоянной оптимизации процесса, что особенно актуально для месторождений на поздней стадии разработки. Один из существующих подходов к оптимизации процесса добычи нефти – это управление работой единой системы – куста скважин [33]. В рамках данного подхода выполняется разработка интеллектуальных станций управления, перечень функций которых охватывает: регулирование работы каждой скважины, беспрерывную оптимизацию, аналитику параметров работы скважин и своевременное выявление отклонений и т. д. В научной литературе описаны концепции интеллектуального подхода к построению автоматизированных станций управления ЭЦН. В рамках данных концепций предлагается композиция станций управления на постоянную и пе-

ременную часть, использование статической и динамической информации, интеграция системы принятия решений на основе синтеза технологий прецедентов и нейросетей [34]. В результате предлагаемая автоматизированная станция управления позволит увеличить продолжительность работы ГНО на 10 % и повысить дебит куста скважин [35].

Приведенные исследования по созданию автоматизированных систем управления приводами нефтяных скважин охватывают алгоритмы оптимизации и управления глубинным оборудованием, однако упускают наличие множества технологического оборудования у устья скважины и необходимость регулирования системы сбора с куста скважин. В рамках данной работы предлагаются алгоритмы управления кустом скважин, эксплуатируемых ЭЦН, в частности периферийным оборудованием. Предлагаемые алгоритмы позволят наиболее эффективно эксплуатировать скважины, снизить долю ручного управления, а также повысить энергоэффективность добычи нефти.

Интеллектуальное управление оборудованием для борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений

Как уже было сказано, образование АСПО является одной из наиболее распространенных проблем при добыче нефти на множестве месторождений. Станции управления дополнительного оборудования для борьбы с данными отложениями могут выполняться интегрированными с ИСУ. Идентификация образования АСПО в нефтяных скважинах выполняется различными способами в зависимости от способа эксплуатации скважины. При добыче нефти ЭЦН основными способом идентификации является анализ параметров работы глубинно-насосного оборудования (нагрузка на двигатель, давление), а также падение дебита скважин из-за изменения характеристики скважины. Так, при анализе параметров работы нефтедобывающей скважины их изменение во времени может быть заранее отмечено и предотвращено отключение скважины по причине перегруза. Далее представлены предлагаемые алгоритмы регулирования работы оборудования по борьбе с образованием АСПО.

При использовании химических реагентов, например ингибиторов АСПО, скорость образования отложений значительно сокращается. Однако в процессе эксплуатации скорость образования отложений и состав добываемого флюида может изменяться. При достаточном снижении пластового давления возможно выделение из нефти попутного нефтяного газа и значительная интенсификация образования отложений. При постоянном мониторинге параметров работы скважины возможна идентификация наличия тренда на увеличение нагрузки на двигатель при изменении устьевого давления и дебита скважины и увеличение подачи химического реагента или автоматическое дозирование на прием насоса углеводородного растворителя. При оборудовании скважины греющими кабелями обнаружение указанного ранее тренда, свидетельствующего об образовании АСПО, будет причиной для увеличения температуры нагрева. А при обо-

рудовании скважины УОК возможно увеличение частоты хода скребка или изменение интервала очистки лифта скважины. Предлагаемый алгоритм работы приведен на рис. 3.

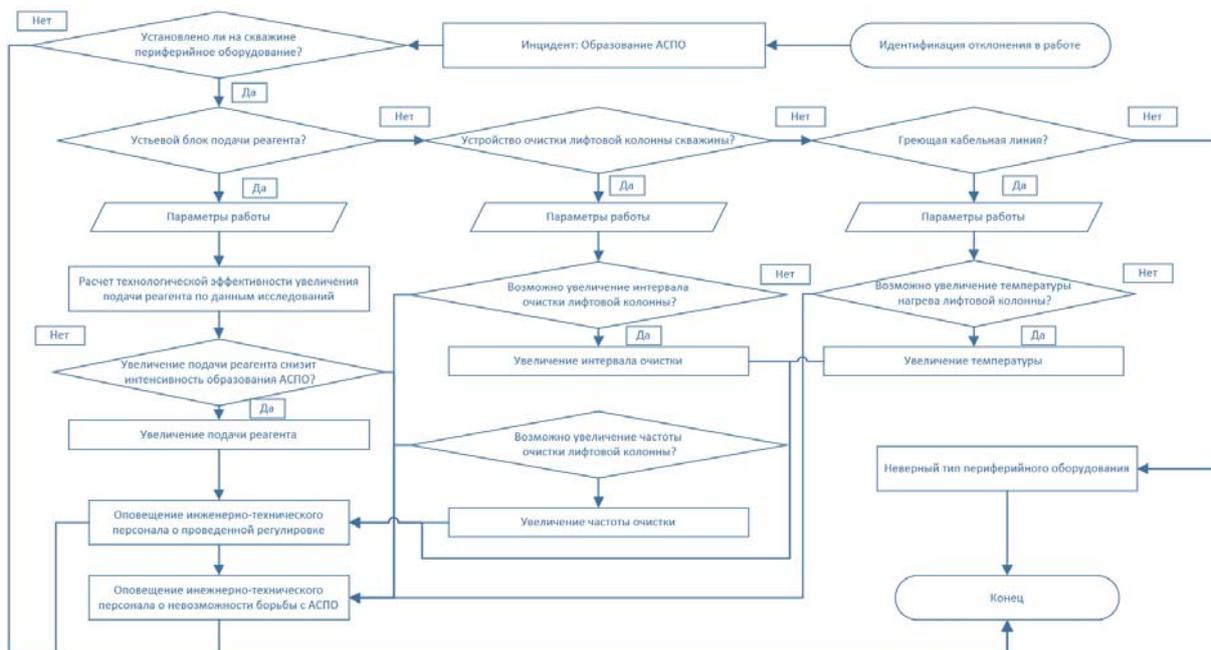


Рис. 3. Алгоритм регулирования работы оборудования для борьбы с образованием органических отложений
 Fig. 3. Algorithm for regulating the operation of wax deposit formation control equipment

При наличии достаточного объема данных возможно применение машинного обучения для обеспечения раннего выявления образования отложений. При реализации данного алгоритма на основании предиктивной аналитики возможно значительно снизить риски возникновения аварий на скважинах, а также необходимость постоянного ручного регулирования работы данного дополнительного оборудования, что не только повысит безопасность эксплуатации скважины, но и снизит затраты на ее обслуживание.

Регулирование устьевых штуцеров при изменении параметров работы добывающих скважин

При кустовой добыче нефти линейные трубопроводы объединены в одну систему и могут оказывать взаимовлияние друг на друга. При значительном увеличении добычи нефти на одной из скважин, потери давления по длине трубопровода также возрастают, вследствие чего увеличивается давление во всей системе. При рассмотрении работы ЭЦН воспользуемся «узловым» анализом [36, 37].

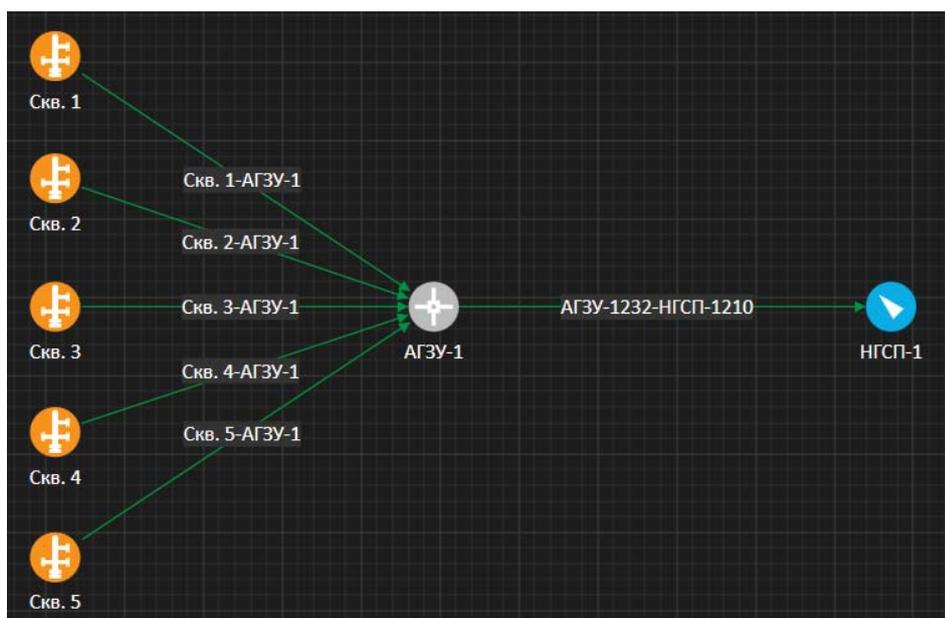


Рис. 4. Схема рассматриваемого куста скважин
 Fig. 4. Scheme of the considered well cluster

Моделирование рассматриваемой ситуации проведем в программном обеспечении «Инженерный симулятор технологических процессов» на базе актуальной модели одного из месторождений Пермского края. На рис. 4 приведена схема рассматриваемого куста скважин.

Проведем моделирование работы данной системы при различных значениях дебита одной из скважин. В таблице приведены расчетные устьевые давления на скважинах при моделируемых вариантах.

Таблица. Параметры и результаты моделирования работы куста скважин

Table. Parameters and results of modeling the operation of a well cluster

№ скважины Well no.	Текущий режим Current mode		Моделируемый режим/Simulated mode	
	Давление на устье, МПа Wellhead pressure, MPa	Дебит скважины, м ³ /сут Well flow rate, m ³ /day	Давление на устье, МПа Wellhead pressure, MPa	Дебит скважины, м ³ /сут Well flow rate, m ³ /day
1	2,51	79	1,79	79
2	2,60	86,5	–	0
3	2,55	88	1,86	88
4	2,56	81	1,83	81
5	2,77	78	2,10	78

Текущий режим отражает состояние работы куста скважин согласно технологическому режиму; модель данного куста верифицирована на промысловых данных, и ее можно считать достоверной. Моделируемый режим предполагает ремонт, остановку или другое мероприятие на одной из скважин, в результате которого ее работа останавливается. По результатам

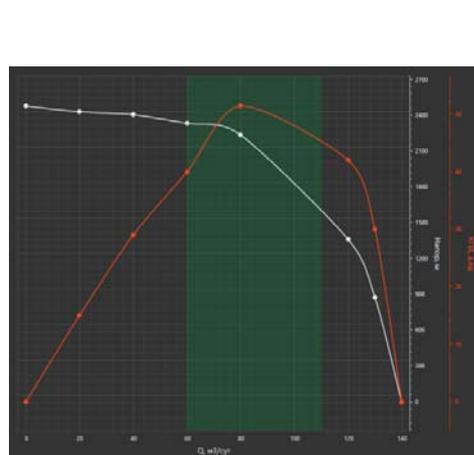
моделирования видно, что отключение данной скважины приводит к значительному изменению устьевых давлений на других скважинах. На рис. 4 представлены характеристики ЭЦН и рассчитанная характеристика скважины № 4. Характеристика ЭЦН принималась согласно паспортным данным, а характеристика скважины рассчитывалась по методике, указанной в [38]. Запишем формулу для расчета характеристики скважины (1).

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{д}} + \frac{P_{\text{у}}}{\rho_{\text{см}}g} + h_{\text{тр}} - H_{\text{г}}, \quad (1)$$

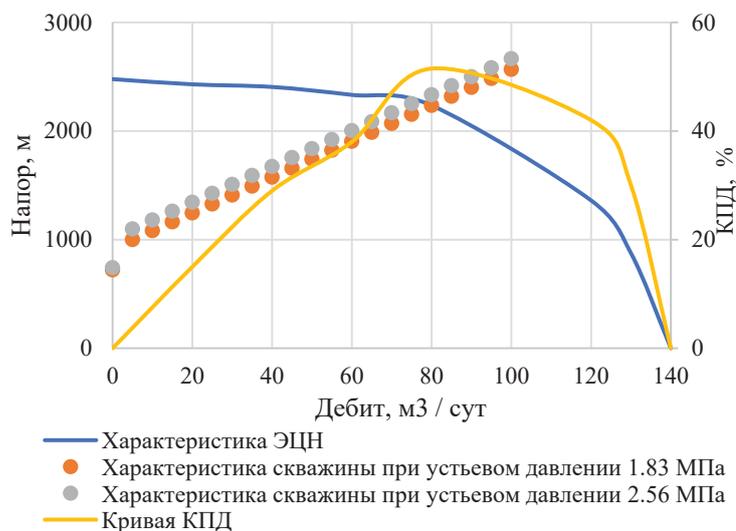
где $H_{\text{д}}$ – динамический уровень по вертикали (разность высотных отметок верхней и нижней точек), м; $h_{\text{тр}}$ – потери на трение в лифтовой колонне, м; $\rho_{\text{см}}$ – средняя плотность флюида в лифтовой колонне, кг/м³; $H_{\text{г}}$ – работа выделяющегося из жидкости газа, м; $P_{\text{у}}$ – давление на устье скважины, Па.

Согласно данной методике, изменение устьевого давления приводит к пропорциональному изменению потребного напора на подъем жидкости. На рис. 5 приведена характеристика скважины при измененном устьевом давлении.

Согласно полученному изменению характеристики скважины можно заключить, что изменение устьевого давления может значительно сместить точку пересечения характеристики скважины и ЭЦН. Следствием этого может выступать падение коэффициента полезного действия ЭЦН, что может привести к нестабильной работе ЭЦН или его работе в неэнергоэффективном режиме [39, 40]. В рамках рассматриваемого случая отключение скважины № 2 приведет к снижению КПД скважины более чем на 2 % и изменению потребного напора на 100 м, а следовательно, к смещению рабочей точки системы «насос–скважина».



a/a



б/б

Рис. 5. Характеристики электроцентробежного насоса (а) и лифтовой колонны скважины (б)
Fig. 5. Characteristics of the electric centrifugal pump (a) and the production string of the well (b)

Для недопущения отклонения режима работы ЭЦН от оптимального и снижения его КПД предлагается интеграция в кустовую станцию управления

алгоритма расчета необходимого устьевого сопротивления и потерь давления при установке штуцеров различных диаметров. Согласно данной мето-

дике станет возможным поддержание оптимального режима работы скважины без изменения эксплуатационных характеристик или параметров работы ЭЦН.

Интеллектуальное регулирование порядка регистрации дебита добывающих скважин

Основным и наиболее распространенным поверхностным технологическим оборудованием на кусте

скважин является АГЗУ. Как уже было сказано, при замере дебита жидкости интервально возможно получение некорректного значения. Причин ошибочных замеров множество, в том числе и неверная работа систем автоматики, глубинного-насосного оборудования и т. д. На рис. 6 представлен график изменения измеряемого дебита жидкости по ряду скважин с одного из нефтяных месторождений.

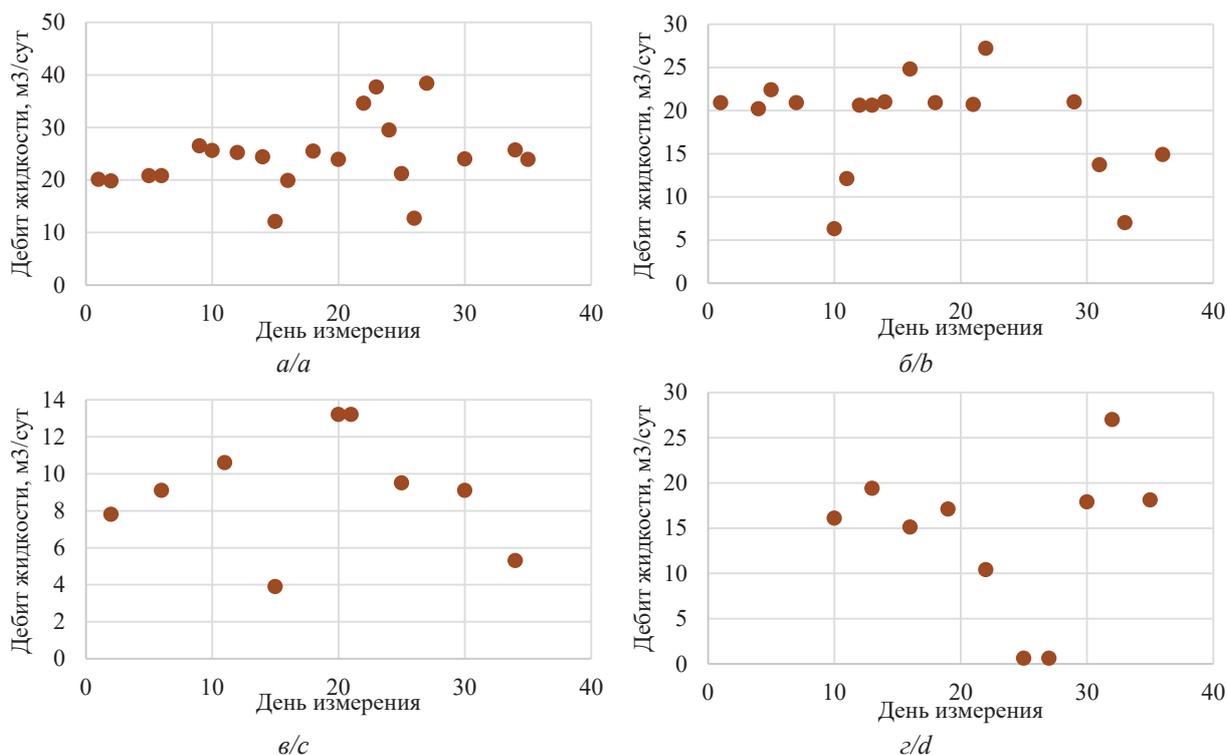


Рис. 6. Дебит по жидкости скважины 1 (а), 2 (б), 3 (в) и 4 (г) в течение рассматриваемого времени

Fig. 6. Fluid flow rate of well 1 (a), 2 (b), 3 (c) and 4 (d) during the considered time

Как видно из полученного графика, дебит жидкости по скважинам регулярно изменяется, причем имеют место значительные падения, вплоть до 95 % (скважина № 4, день 25). Очевидно, что данное падение указывает лишь на нарушения в работе ГНО или ошибки при замере, а не на изменения условий добычи или объема запасов. В настоящий момент при получении некондиционного замера проводится работа по определению причин его возникновения. В рамках интеллектуализации работы нефтяных скважин предлагается интеграция в систему алгоритма анализа данных замера дебита скважины. Данный алгоритм предполагает использование технологии «виртуальный расходомер», которая представляет собой систему датчиков, интегрированную со станцией управления, позволяющей анализировать параметры работы скважины и рассчитывать ее дебит по косвенным параметрам [41–43]. Сущность алгоритма представлена на рис. 7.

Заключение

В данной статье приведены алгоритмы оптимизации работы периферийного нефтепромыслового оборудования: станций управления греющими линиями, автома-

тической групповой замерной установкой, устьевым блоком подачи реагента и т. д. Предлагается алгоритм автоматизации выбора дозировки ингибитора парафиноотложения исходя из динамики параметров работы скважины, автоматического управления работой греющей кабельной линией и установкой очистки колонны насосно-компрессорных труб. Работа данных устройств может быть алгоритмизирована и, в перспективе, с использованием машинного обучения, автоматизирована. Также предложен способ сохранения оптимального дебита скважины при отключении или снижении подачи на других скважинах куста. В рамках данного способа предлагается рассчитывать и регулировать параметр устьевого давления для недопущения снижения коэффициента полезного действия электроцентробежного насоса. Последний алгоритм предлагается для снижения временных затрат инженерно-технического персонала на повторение замеров дебитов при получении некондиционных параметров. Его применение позволит оценить дебит скважины по данным работы глубинно-насосного оборудования, при необходимости повторить замер дебита и оповестить инженерно-технический персонал о результатах проверки.

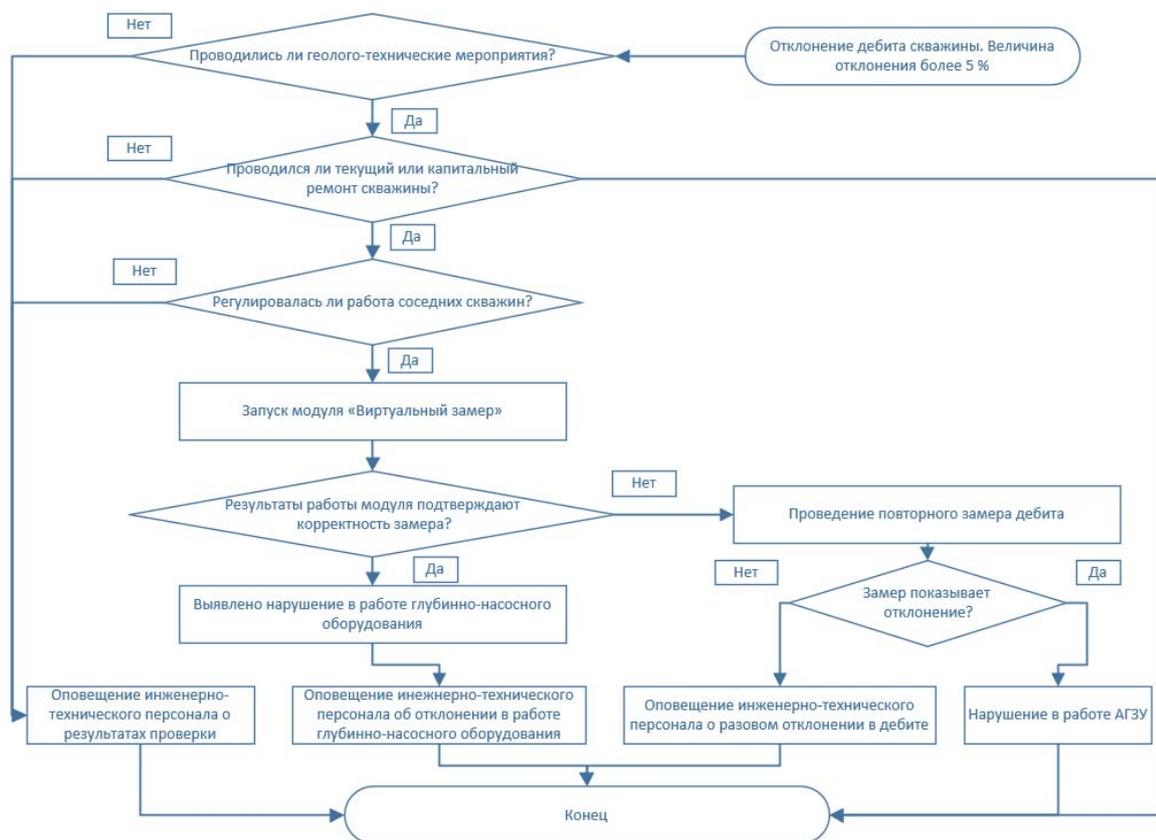


Рис. 7. Алгоритм анализа замеров дебита скважин
 Fig. 7. Algorithm for analyzing well flow rate measurements

На современном нефтепромысле на кусту скважин располагается большое количество различного промышленного оборудования, работа которого не зависит от состояния каждой скважины. В рамках данной работы предложены конкретные алгоритмы, позволяющие объединить данное оборудование для обеспечения энергоэффективной и безопасной добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lekomtsev A. Designing of a washing composition model to conduct the hot flushing wells producing paraffin crude oil // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 217. – P. 110923.
2. Xuxin W.A.N., Guanglong X.I.E., Yugang D. Exploration of geology-engineering integration in hard-to-recover reserves in the Shengli Oilfield // China Petroleum Exploration. – 2020. – V. 25. – P. 43–50.
3. Vyatkin K.A., Ilushin P.Y., Kozlov A.V. Forecasting the value of the linear pipeline cleaning interval based on the laboratory research // International Review of Mechanical Engineering. – 2021. – V. 15. – P. 294–300.
4. Методика оценки теплопроводности органических отложений на лабораторной установке Wax Flow Loop / П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов, А.О. Вогинова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 6. – С. 622–629.
5. Букреев В.Г., Сипайлова Н.Ю., Сипайлов В.А. Стратегия управления электротехническим комплексом механизированной добычи нефти на основе экономического критерия // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 3. – С. 75–84.
6. An automation system for gas-lifted oil wells: Model identification, control, and optimization / E. Camponogara, A. Plucenio,

Работа выполнена в организации Главного исполнителя в рамках выполняемой составной части НИКОТР, проводимой при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (соглашение № 075-11-2021-052 от 24 июня 2021 г.) в соответствии с постановлением Правительства РФ от 09.04.2010 № 218 (проект 218). Главной исполнитель НИКОТР – ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

- A.F. Teixeira, S.R. Campos // Journal of petroleum science and engineering. – 2010. – V. 70. – № 3–4. – P. 157–167.
7. Jia A., Guo J. Key technologies and understandings on the construction of Smart Fields // Petroleum Exploration and Development. – 2012. – V. 39. – P. 127–131.
8. Study of the intelligent completion system for Liaohe oil field / Z. Huang, Y. Li, Y. Peng, Z. Shen, W. Zhang, M. Wang // Procedia Engineering. – 2011. – V. 15. – P. 739–746.
9. Application of the Avrami theory for wax crystallisation of synthetic crude oil / A. Hosseinipour, A. Japper-Jaafar, S. Yusup, L. Ismail // International Journal of Engineering. – 2019. – V. 32. – № 1. – P. 18–27. DOI: 10.5829/IJE.2019.32.01A.03
10. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Влияние компонентного состава нефти на теплопроводность формируемых органических отложений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 2. – С. 90–97.
11. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Исследование реологических свойств нефти в процессе образования органических отложений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 157–166.
12. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – V. 9. – № 3. – P. 2091–2107.

13. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // *Petroleum Science*. – 2019. – V. 16. – P. 619–631.
14. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a method for estimating thermal conductivity of organic deposits on the wax flow loop laboratory installation // *International Journal of Engineering*. – 2022. – V. 35. – № 6. – P. 1178–1185.
15. Critical review on wax deposition in single-phase flow / C. van der Geest, A. Melchuna, L. Bizarre, A.C. Bannwart, V.C. Guersoni // *Fuel*. – 2021. – V. 293. – P. 120358.
16. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines / M.M. El-Dalatony, B.H. Jeon, E.S. Salama, M. Eraky, W.B. Kim, J. Wang, T. Ahn // *Energies*. – 2019. – V. 12. – № 6. – P. 967–989.
17. Ehsani S., Haj-Shafei S., Mehrotra A.K. Experiments and modeling for investigating the effect of suspended wax crystals on deposition from waxy mixtures under cold flow conditions // *Fuel*. – 2019. – V. 243. – P. 610–621.
18. Plushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Application of epoxy coatings to increase the efficiency of wax oils production // *Fluid Dynamics and Materials Processing*. – 2022. – V. 18. – № 5. – P. 1229–1241.
19. Соловьев И.Г., Константинов И.В., Говорков Д.А. Ресурсно-энергетическая эффективность обустройства скважин с частотно-регулируемой подачей насоса // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 60–72.
20. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – Т. 15. – С. 145–154.
21. Корабельников М.И. Оптимизация режимов работы скважин установками электроцентробежных насосов на современном этапе добычи нефти // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика*. – 2017. – Т. 17. – № 1. – С. 29–33.
22. Zabala G.W.A., Martinez R.G. Power consumption measurements & optimization automated with null electrical risk in ESP systems // *SPE Middle East artificial lift conference and exhibition*. – Manama, 2018.
23. Electrical cost optimization for electric submersible pumps: systematic integration of current conditions and future expectations / A. Nieto, D. Brinez, J.E. Lopez, P. Marin, S. Cabrera, D. Paya, E. Cifuentes // *SPE Middle East oil & gas show and conference*. – Manama, 2017.
24. Elmer W.G., Elmer J.B. Pump-stroke optimization: case study of twenty-well pilot // *SPE production & operations*. – 2018. – V. 33. – С. 419–436. DOI: 10.2118/181228-PA
25. Разработка интеллектуальной станции управления для установок штанговых глубинных насосов / М.Г. Пачин, А.Н. Яшин, А.С. Бодылев, М.И. Хакимьянов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 3. – С. 68–75.
26. Хакимьянов М.И., Хусайнов Ф.Ф., Шафиков И.Н. Проблемы повышения энергетических характеристик электроприводов скважинных штанговых насосов // *Электротехнические системы и комплекс*. – 2017. – Т. 35. – № 2. – С. 35–40.
27. Мельниченко В.Е. Увеличение эффективности механизированной добычи нефти // *Нефтегазовая Вертикаль*. – 2013. – № 11. – С. 62–66.
28. Energy saving by reducing motor rating of sucker-rod pump systems / W. Li, V. Vaziri, S.S. Aphale, S. Dong, M. Wiercigroch // *Energy*. – 2021. – V. 228. – P. 120618.
29. Motor's expense repaid in savings / P. Ali-Zade, K. Buruncuk, K. Radjabli, H. Mamadov // *IEEE Industry Applications Magazine*. – 2006. – V. 12. – № 6. – P. 21–28.
30. Sadov V.B., Plotnikova N.V. Main functions of control system of the installation with the drive sucker rod pump // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Chelyabinsk, Russia: IEEE, 2016. – P. 1–4.
31. Improving hydrogeological understanding through well-test interpretation by diagnostic plot and modelling: a case study in an alluvial aquifer in France / T. Garin, B. Arfib, B. Ladouche, J. Goncalves, B. Dewandel // *Hydrogeology Journal*. – 2022. – V. 30. – № 1. – P. 283–302.
32. Sharaf E.F., Sheikh H. Reservoir characterization and production history matching of Lower Cretaceous, Muddy Formation in Ranch Creek area, Bell Creek oil field, Southeastern Montana, USA // *Marine and Petroleum Geology*. – 2021. – V. 127. – P. 104996.
33. Пашали А.А., Зейгман Ю.В. Интеллектуализация процесса интенсификации добычи нефти в условиях недостатка мощности кустовой системы энергоснабжения // *Нефтегазовое дело*. – 2020. – Т. 18. – № 6. – С. 56–63.
34. Тагирова К.Ф. Архитектура интеллектуальной автоматизированной системы управления насосной установкой нефтедобычи // *Высокопроизводительные вычислительные системы и технологии*. – 2018. – Т. 2. – № 2. – С. 124–129.
35. Ильясов Б.Г., Комелин А.В., Тагирова К.Ф. Интеллектуальная автоматизированная система управления установкой электроцентробежного насоса // *Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета*. – 2007. – Т. 9. – № 2. – С. 58–70.
36. A nodal analysis based monitoring of an electric submersible pump operation in multiphase flow / J. Iranzi, H. Son, Y. Lee, J. Wang // *Applied Sciences*. – 2022. – V. 12. – № 6. – P. 2825.
37. Arguello-Marrufo P.L., Lopez-Falcon D.A., Munoz-Salazar L. Production optimization and economic analysis for hydraulic fracturing operations in tight oil wells // *Petroleum Science and Technology*. – 2021. – V. 39. – № 11–12. – P. 381–391.
38. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Изд-во «Недра», 1984. – 272 с.
39. Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions / N.A.V. Bulgarelli, J.L. Biazussi, W.M. Verde, P.C. Eerles, M.S., Bannwart A.C. de Castro // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 197. – P. 107900.
40. Experimental and numerical study of oil drop motion within an ESP impeller / R.M. Perissinotto, W.M. Verde, M. Gallassi, G.F. Goncalves, M.S. de Castro, J. Carneiro, J.L. Biazussia, A.C. Bannwart // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 175. – P. 881–895.
41. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Герасимов И.Н., Мазеин И.И., Брюханов С.В., Золотарев И.В. Разработка и внедрение виртуального расходомера для скважин, оборудованных установками центробежных насосов // *Территория Нефтегаз*. – 2016. – № 11. – С. 115–120.
42. Пашали А.А., Михайлов В.Г. Использование алгоритма «виртуального расходомера» при выводе нефтяных скважин на режим // *Нефтяное хозяйство*. – 2020. – № 10. – С. 82–85.
43. Bikmukhametov T., Jäschke J. First principles and machine learning virtual flow metering: a literature review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 184. – P. 106487.

Поступила 30.05.2022 г.

Прошла рецензирование 17.06.2022 г.

Информация об авторах

Илюшин П.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Вяткин К.А., аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Козлов А.В., лаборант-исследователь кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

DEVELOPMENT OF INTELLIGENT ALGORITHMS FOR CONTROLLING PERIPHERAL TECHNOLOGICAL EQUIPMENT OF THE WELL CLUSTER USING A SINGLE CONTROL STATION

Pavel Yu. Ilyushin¹,
ilyushin-pavel@yandex.ru

Kirill A. Vyatkin¹,
kirill.vyatkin@girngm.ru

Anton V. Kozlov¹,
anton.kozlov@girngm.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the study lies in the need to improve the energy efficiency of oil production in fields that are in the late stages of development. The essence of the work lies in the integration of peripheral oilfield equipment, including metering units, sediment control devices, into a single system with wells – an intelligent control station. Currently, the dynamics of well operation does not affect the operation parameters of these units. When they are integrated into the system and the corresponding algorithms are written, it is possible to increase the energy efficiency of oil production, reduce the cost of well maintenance and, in the future, intellectualize their work.

Purpose: to determine the control algorithms for peripheral equipment, the operation of which can be optimized based on the dynamics of changes in the parameters of the operation of an oil well.

Methods: hydraulic modeling of a well cluster operation, numerical determination of a well pressure characteristic, review of scientific sources and analysis of parameters for combating organic deposits.

Results. The paper introduces the scenarios for optimizing the operation of oil wells when integrating peripheral devices into an intelligent control station. Thus, the integration of a wellhead reagent supply unit, a tubing string cleaning device or a heating cable control station, upon identification of the formation of paraffin deposits, can change the operating mode, which will allow optimizing the processes of controlling deposits and increasing the cleanup period of the well. Calculation of the change in wellhead pressure, with a significant short-term change in the flow rate of one or several wells, will allow changing the diameter of the choke in the well, which will save the intersection point of the pressure characteristic of the well and the characteristics of the electric submersible pump. According to the technological calculation, this will avoid unstable operation of the pump and maintain the optimal value of the efficiency factor, the drop of which can exceed 2 %. The third algorithm describes a way to reduce the cost of engineering and technical personnel for well maintenance when receiving substandard production data. When they are received, it is proposed to launch an algorithm for estimating the well flow rate based on indirect data – the «Virtual Flow Meter» technology. Based on the results of the check, the system will automatically start a re-measurement or inform the engineering and technical staff about violations in the operation of the downhole pumping equipment.

Conclusions. The resulting algorithms can be integrated into control stations. This will optimize the operation of downhole pumping equipment, increase the cleanup period of the well, and also reduce the time spent by engineering and technical personnel on well maintenance. All presented algorithms are able to increase the energy efficiency of oil production, which is an important task in the development of deposits at later stages.

Key words:

well, intelligent control station, peripheral equipment, energy efficiency, well operation.

The work was carried out in the organization of the Lead Contractor as part of the R&D, carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement number 075-11-2021-052 of 24 June 2021) in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation: 09.04.2010, number 218 (PROJECT 218). The main R&D contractor is Perm National Research Polytechnic University.

REFERENCES

- Lekomtsev A., Kozlov A., Kang W., Dengaev A. Designing of a washing composition model to conduct the hot flushing wells producing paraffin crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 217, pp. 110923.
- Xuxin W.A.N., Guanglong X.I.E., Yutang D. Exploration of geology-engineering integration in hard-to-recover reserves in the Shengli Oilfield. *China Petroleum Exploration*, 2020, vol. 25, pp. 43–50.
- Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Forecasting the value of the linear pipeline cleaning interval based on the laboratory research. *International Review of Mechanical Engineering*, 2021, vol. 15, no. 6, pp. 294–300.
- Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votnova A.O. Methodology for evaluation of organic deposits thermal conduction using laboratory facility Wax Flow Loop. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2021, vol. 111, no. 6, pp. 622–629. In Rus.
- Bukreev V.G., Sipaylova N.Yu., Sipaylov V.A. Control strategy in accordance with economical criterion for electrotechnical installation of mechanized oil production. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 3, pp. 75–84. In Rus.
- Camponogara E., Plucenio A., Teixeira A.F., Campos S.R. An automation system for gas-lifted oil wells: model identification, control, and optimization. *Journal of petroleum science and engineering*, 2010, vol. 70, no. 3–4, pp. 157–167.
- Jia A., Guo J. Key technologies and understandings on the construction of Smart Fields. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, vol. 39, pp. 127–131.
- Huang Z., Li Y., Peng Y., Shen Z., Zhang W., Wang M. Study of the Intelligent Completion System for Liaohu Oil Field. *Procedia Engineering*, 2011, vol. 15, no. 739–746.
- Hosseiniipour A., Japper-Jaafar A., Yusup S., Ismail L. Application of the Avrami theory for wax crystallisation of synthetic crude oil. *International Journal of Engineering*, 2019, vol. 32, no. 1, pp. 18–27.

10. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Oil component composition influence on thermal conductivity of formed organic deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 2, pp. 90–97. In Rus.
11. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Investigation of rheological properties of oil during the formation of wax deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 157–166. In Rus.
12. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 2091–2107.
13. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines. *Petroleum Science*, 2019, vol. 16, pp. 619–631.
14. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a method for estimating thermal conductivity of organic deposits on the wax flow loop laboratory installation. *International Journal of Engineering*, 2022, vol. 35, pp. 1178–1185.
15. Van der Geest C., Melchuna A., Bizarre L., Bannwart A.C., Guersoni V.C. Critical review on wax deposition in single-phase flow. *Fuel*, 2021, vol. 293, pp. 120358.
16. El-Dalatony M.M., Jeon B.H., Salama E.S., Eraky M., Kim W.B., Wang J., Ahn T. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines *Energies*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 967–989.
17. Ehsani S., Haj-Shafiei S., Mehrotra A. K. Experiments and modeling for investigating the effect of suspended wax crystals on deposition from waxy mixtures under cold flow conditions. *Fuel*, 2019, vol. 243, pp. 610–621.
18. Ilyushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Application of epoxy coatings to increase the efficiency of wax oils production. *Fluid Dynamics and Materials Processing*, 2022, vol. 18, no. 5, pp. 1229–1241.
19. Soloviev I.G., Konstantinov I.V., Govorkov D.A. Resource-energy efficiency of wells construction with frequency-controlled pump delivery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 60–72. In Rus.
20. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of the process of oil recovery in reservoirs of various types of voids using multivariate statistical analysis. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining*, 2016, vol. 15, no. 19, pp. 145–154. In Rus.
21. Korabelnikov M.I. Optimizatsiya rezhimov raboty skvazhin ustanovkami elektrosentrobezhnykh nasosov na sovremennom etape dobychi nefii [Optimization of operating modes of wells by installations of electric centrifugal pumps at the present stage of oil production]. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Energy*, 2017, vol. 17, no. 1, pp. 29–33.
22. Zabala G.W.A., Martinez R.G. Power consumption measurements & optimization automated with null electrical risk in ESP systems. *SPE Middle East artificial lift conference and exhibition*. Manama, 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/192466-MS> (accessed 15 August 2022).
23. Nieto A., Brinez D., Lopez J.E., Marin P., Cabrera S., Paya D., Cifuentes E. Electrical cost optimization for electric submersible pump systematic integration of current conditions and future expectations. *SPE Middle East oil & gas show and conference*. Manama, 2017. URL: <https://doi.org/10.2118/184006-MS> (accessed 15 August 2022).
24. Elmer W.G., Elmer J.B. Pump-stroke optimization: a case study of twenty-well pilot. *SPE production & operations*, 2018, vol. 33. URL: <https://doi.org/10.2118/181228-PA> (accessed 15 August 2022).
25. Pachin M.G., Yashin A.N., Bodylev A.S., Khakimyanov M.I. Development of an intelligent control station for rod pumps. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 3, pp. 68–75. In Rus.
26. Khakimyanov M.I., Khusainov F.F., Shafikov I.N. Problemy povysheniya energeticheskikh kharakteristik elektroprivodov skvazhinnykh shtangovykh nasosov [Problems of increasing the energy characteristics of electric drives of borehole rod pumps]. *Electrotechnical systems and complex*, 2017, vol. 35, no. 2, pp. 35–40.
27. Melnichenko V.E. Uvelichenie effektivnosti mekhanizirovannoy dobychi nefii [Increasing the efficiency of mechanized oil production]. *Oil and Gas Vertical*, 2013, no. 11, pp. 62–66.
28. Li W., Vaziri V., Aphale S.S., Dong S., Wiercigroch M. Energy saving by reducing motor rating of sucker-rod pump systems. *Energy*, 2021, vol. 228, pp. 120618.
29. Ali-Zade P., Buruncuk K., Radjabli K., Mamadov H. Motor's expense repaid in savings. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2006, vol. 12, no. 6, pp. 21–28.
30. Sadov V.B., Plotnikova N.V. Main functions of control system of the installation with the drive sucker rod pump. *2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. Chelyabinsk, Russia IEEE, 2016, pp. 1–4.
31. Garin T., Arfib B., Ladouche B., Goncalves J., Dewandel B. Improving hydrogeological understanding through well-test interpretation by diagnostic plot and modelling: a case study in an alluvial aquifer in France. *Hydrogeology Journal*, 2022, vol. 30, no. 1, pp. 283–302.
32. Sharaf E.F., Sheikha H. Reservoir characterization and production history matching of Lower Cretaceous, Muddy Formation in Ranch Creek area, Bell Creek oil field, Southeastern Montana, USA. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, vol. 127, pp. 104996.
33. Pashali A.A., Zeigman Yu.V. Intellektualizatsiya protsessa intensifikatsii dobychi nefii v usloviyakh nedostatka moschnosti kustovoy sistemy energosnabzheniya [Intellectualization of the process of intensification of oil production in conditions of a lack of capacity of a cluster power supply system]. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 6, pp. 56–63.
34. Tagirova K.F. Arkhitektura intellektualnoy avtomatizirovannoy sistemy upravleniya nasosnoy ustanovkoy nefte dobychi [Architecture of an intelligent automated control system of an oil production pumping unit]. *High-performance computing systems and technologies*, 2018, vol. 2, no. 2, pp. 124–129.
35. Ilyasov B.G., Komelin A.V., Tagirova K.F. Intellektualnaya avtomatizirovannaya sistema upravleniya ustanovkoy elektrosentrobezhnogo nasosa [Intelligent automated control system for the installation of an electric centrifugal pump]. *Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University*, 2007, vol. 9, no. 2, pp. 58–70.
36. Iranzi J., Son H., Lee Y., Wang J. A nodal analysis based monitoring of an electric submersible pump operation in multiphase flow. *Applied Sciences*, 2022, vol. 12, no. 6, pp. 2825.
37. Arguello-Marrufo P.L., Lopez-Falcon D.A., Munoz-Salazar L. Production optimization and economic analysis for hydraulic fracturing operations in tight oil wells. *Petroleum Science and Technology*, 2021, vol. 39, no. 11–12, pp. 381–391.
38. Mishchenko I.T., Sakharov V.A., Gron V.G., Bogomolny G.I. *Sbornik zadach po tekhnologii i tekhnike nefte dobychi* [Collection of tasks on oil production technology and technology]. Moscow, Nedra Publ. House, 1984. 272 p.
39. Bulgarelli N.A.V., Biazussi J.L., Verde W.M., Perles C.E., De Castro M.S., Bannwart A.C. Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 197, pp. 107900.
40. Perissinotto R.M., Verde W.M., Gallassi M., Goncalves G.F., De Castro M.S., Carneiro J., Biazussia J.L., Bannwart A.C. Experimental and numerical study of oil drop motion within an ESP impeller. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 175, pp. 881–895.
41. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Gerasimov I.N., Mazein I.I., Bryukhanov S.V., Zolotarev I.V. Razrabotka i vnedrenie virtualnogo rashodomera dlya skvazhin, oborudovannykh ustanovkami tsentrobezhnykh nasosov [Development and implementation of a virtual flow meter for wells equipped with centrifugal pump installations]. *Territory of Neftgaz*, 2016, no. 11, pp. 115–120.
42. Pashali A.A., Mikhaylov V.G. Use of the «virtual flow meter» algorithm in bringing the oil wells on to stable production. *Oil industry*, 2020, no. 10, pp. 82–85. In Rus.
43. Bikmukhametov T., Jäschke J. First principles and machine learning virtual flow metering: a literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 184, pp. 106487.

Received: 30 May 2022.

Reviewed: 17 June 2022.

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Kirill A. Vyatkin, postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Anton V. Kozlov, research assistant, Perm National Research Polytechnic University.