

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.4

УДК 622.276.72

© Соболева Е.В., 2014

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УСТЬЕВОГО БЛОКА ПОДАЧИ РЕАГЕНТА ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЕРХНЕГО ПРИКАМЬЯ

Е.В. Соболева

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

Добыча нефти и эксплуатация скважин месторождений Урало-Поволжья, особенно в условиях поздней стадии разработки, осложнена отложением неорганических солей, представляющих собой смесь одного или нескольких основных неорганических компонентов с продуктами коррозии, частицами песка, причем отложения пропитаны или покрыты асфальтеносмолопарафиновыми веществами. Методы борьбы с отложениями условно можно подразделить на две группы: предупреждения и удаления. В статье рассмотрены основные методы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми веществами и их эффективность применительно к условиям месторождений Верхнего Прикамья. Целью выполненной работы является комплексная оценка эффективности применения устьевого блока подачи реагента, входящего в состав оборудования для дозированной подачи химического реагента, как базового химического метода предупреждения осложнений при эксплуатации скважин на месторождениях Верхнего Прикамья. Одним из основных факторов, определяющих эффективность, является точный подбор ингибиторов для условий конкретного месторождения. Результаты работы показывают целесообразность дальнейшего внедрения устьевого блока подачи реагента на осложненных скважинах.

Ключевые слова: осложненный фонд, асфальтеносмолопарафиновые вещества, неорганические соли, коррозия, устьевой блок подачи реагента, межремонтный период, межочистный период.

EFFECTIVENESS OF WELLHEAD CHEMICAL INJECTION PACKAGE TO CONTROL DEPOSITS OF ASPHALTENE-TARRY-PARAFFIN SUBSTANCES AT UPPER PRIKAMYE FIELDS

E.V. Soboleva

LLC "LUKOIL-PERM", Perm, Russian Federation

Oil extraction and well operation at the fields of Urals and Volga River basin, especially mature ones, is complicated by deposits of inorganic salts as a mixture of one or several main inorganic components and corrosion products, sand particles, with deposits impregnated or covered with asphaltene-tarry-paraffin substances. Deposit control methods may be classified into two groups: prevention and removal. The paper embraces the main methods to control asphaltene-tarry-paraffin substances and their effectiveness in relation with conditions of the Upper Prikamye fields. The study is aimed at comprehensive evaluation of effectiveness of a wellhead chemical injection package, a unit of the equipment of metering reagent feed, which is a basic chemical prevention method against complications in well operations at the Upper Prikamye fields. One of the key factors conditioning effectiveness is a precise selection of inhibitors for the specific field. The results obtained show expedience of a wellhead chemical injection package in difficult wells.

Keywords: difficult wells, asphaltene-tarry-paraffin substances, inorganic salts, corrosion, wellhead chemical injection package, overhaul life, intercleaning period.

Эксплуатация скважин и добыча нефти на многих месторождениях Урало-Поволжья осложнена с самого начала эксплуатации. На рис. 1 представлена динамика осложненного фонда ЦДНГ № 11.

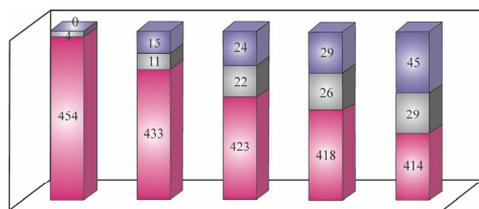


Рис. 1. Динамика осложненного фонда: ■ – АСПВ; ■ – коррозия; ■ – соли

Причем согласно «Методике формирования осложненного фонда» (п. 3.4) [1] осложнений по каждой скважине может быть несколько, но в осложненном фонде учитывается один вид осложнений, влияющий на межочистной период и наработку на отказ. Как видно из рис. 1, увеличивается число скважин, осложненных отложением неорганических солей, но в скважинах отложения чистых сульфата или карбоната кальция встречаются редко. Обычно они представляют собой смесь одного или нескольких основных неорганических компонентов с продуктами коррозии, частицами песка, причем отложения пропитаны или покрыты асфальтеносмолопарафиновыми веществами (АСПВ). Без удаления органической составляющей солеотложений невозможно успешно провести обработку скважин.

Методы борьбы с АСПВ условно можно подразделить на две группы: предупреждения и удаления. Условность такого подразделения обусловлена тем обстоятельством, что и те и другие методы должны отвечать единому требованию – обеспечению длительного межочистного периода при наименьших затратах на борьбу с АСПВ.

В настоящее время предложены и применяются следующие **методы предупреждения парафиноотложений**

[2–9]: механические, тепловые, химические, физические, комбинированные.

Механические методы основаны на использовании труб с различными покрытиями. Футеровка труб из стекла, эмали, стеклоэмали, бакелитно-эпоксидных смол, полимеров способствует предупреждению отложений из-за ослабления адгезии кристаллов парафина и создания более гладкой поверхности. В последние годы для предотвращения АСПВ предлагаются стеклопластиковые трубы.

Тепловые методы основаны на поддержании температуры потока нефти выше температуры насыщения ее парафином. К этим методам следует отнести такие, как применение греющего кабеля и спуск электронагревателя в скважину [10].

Одним из направлений в борьбе с отложениями парафина являются *химические методы* и их комбинирование с тепловыми методами. В основе действия реагентов – ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. В зависимости от механизма действия различают смачивающие агенты, депрессаторы и модификаторы.

Механизм действия смачивающих агентов заключается в создании на твердой поверхности гидрофильной защитной пленки. Наличие такой пленки препятствует образованию кристаллов парафина на твердой поверхности и прилипанию кристаллов, имеющих в потоке нефти, к этой поверхности. Из-за слабой адгезии парафиновые отложения легко удаляются потоком нефти. Смачиватели обычно состоят из неионогенных поверхностно-активных веществ (ПАВ) и веществ, создающих на твердой поверхности гидрофильную пленку, например силикатов щелочных металлов: силикатов натрия, калия и их смесей. Важным условием успешного применения смачивателей является тщательная

очистка поверхности оборудования от отложений перед вводом смачивающего агента. Это условие на практике трудно выполнимо.

Преимуществом применения модификаторов, по сравнению с другими химическими способами борьбы с отложениями парафина, является поддержание кристаллов парафина во взвешенном состоянии на всем пути движения нефти: от забоя скважины до сборного коллектора. Механизм действия этих реагентов основан на их взаимодействии с молекулами парафина, что препятствует росту кристаллов. Вследствие этого в объеме нефти может находиться в виде суспензии значительное количество кристаллов парафина без образования отложений.

Отечественные и зарубежные исследователи механизма депрессаторов объясняют их способностью адсорбироваться на возникающих из раствора кристаллах парафина. Адсорбция молекул депрессатора затрудняет дальнейший рост кристаллов парафина, ослабляет способность их к агрегации и препятствует образованию плотной массы отложений.

К *физическим методам* предупреждения парафиноотложений относятся такие, как электромагнитный, акустический и установка на лифтовой колонне сопла Лавалья.

Применение электромагнитного метода основано на предположении, что в неоднородном магнитном поле вследствие различий в магнитной восприимчивости и электрической поляризуемости молекул в потоке жидкости возникают магнитогидродинамические явления. Эти явления увеличивают вероятность формирования дополнительных центров кристаллизации, что благоприятствует нахождению зародышей кристаллов парафина в объеме нефти и подъему их вместе с ней в потоке на поверхность. Магнитные и электрические устройства по предупреждению парафиноотложений из-за непредсказуемости эффективности пока не нашли широкого применения на

практике. Но необходимо отметить, что исследования в этом направлении не прекращаются и есть обнадеживающие результаты.

Акустические колебания могут повлиять на процесс формирования зародышей кристаллов парафина. На практике испытаны два типа источников акустических колебаний:

1) магнитоотриксционные излучатели, возбуждаемые импульсным ультразвуковым генератором с частотой 22 кГц;

2) гидродинамические, преобразующие энергию потока жидкости в акустические колебания.

Эти методы воздействия на процесс формирования парафиноотложений оказались малоуспешными из-за локального характера воздействия акустических колебаний и низкой надежности излучателей.

Установка сопла Лавалья в подъемной колонне ведет к резкому падению давления и температуры дросселируемой газожидкостной смеси. Это интенсифицирует зародышеобразование в объеме нефти и облегчает вынос суспензии мелкодисперсного кристаллического парафина газожидкостным потоком. Метод испытывается на нефтяных скважинах Уренгойского месторождения.

По мере накопления парафиноотложений на поверхности нефтепромыслового оборудования, колонны насосно-компрессорных труб либо в призабойной зоне пласта снижаются коэффициент продуктивности и дебит скважины, а также ухудшаются эксплуатационные параметры оборудования.

Для удаления парафиновых отложений разработаны различные методы. Эти методы можно классифицировать следующим образом [6–11]: механические, тепловые, химические.

Для механического удаления парафиновых отложений применяют скребки различной конструкции, спускаемые на всю глубину их формирования. Очистка осуществляется без остановки скважины.

Механические способы отличаются друг от друга методом привода скребков в действие. Наиболее распространен ручной привод (аппарат Яковлева), индивидуальный автоматический электропривод (установка УДС-1М), передвижная лебедка (ЛС-6) с приводом от транспортной базы и привод от энергии движущегося в насосно-компрессорных трубах (НКТ) потока нефти (летающий скребок).

Установка с ручным приводом состоит из лебедки, с помощью которой оператор осуществляет спуск в скважину через специальный лубрикатор на проволоке скребка с утяжелителем. Процесс очистки трудоемок. Как правило, за смену оператор в состоянии провести очистку отложений на двух-четырех скважинах в зависимости от глубины спуска. Область возможного применения – фонтанные, газлифтные и оснащенные электроцентробежными насосами (ЭЦН) скважины.

Автоматическая установка по механической очистке скважин (УДС-1М) представляет собой агрегат, состоящий из лебедки с электроприводом и блоком управления периодичностью спуска скребка, лубрикатора с устройством автоматического отключения подъема при поступлении скребка в верхнее рабочее положение, проволоки и набора скребков.

Установка предназначена для проведения очистки НКТ в автоматическом режиме. Область применения – фонтанные, газлифтные и оснащенные ЭЦН скважины.

Установка по очистке скважины скребками с приводом от передвижной транспортной базы состоит из лебедки на шасси автомобиля (ЛС-6) или трактора МТЗ, на проволоке которой смонтирован скребок с утяжелителем и головкой лубрикатора.

Для очистки лифта от парафиновых отложений применяют скребки постоянного и переменного сечения. При насос-

ной добыче пластинчатые скребки укрепляют на штангах. Всё большее применение находят модификации полимерных скребков-центраторов.

К недостаткам применения скребков относятся частые обрывы проволоки и оставление скребков в колонне НКТ, застревание при спуске скребка в скважину, загрязнение окружающей среды. Однако скребки просты по конструкции, не требуют значительных капитальных и эксплуатационных затрат.

В промысловых условиях для ликвидации отложений в подземном оборудовании широко применяют *тепловые методы воздействия*, основанные на использовании серийно выпускаемых специализированных передвижных агрегатов для депарафинизации (АДП) скважин горячей нефтью 1АДП-4-150 и передвижных парогенераторных установок (ППУ-3, ППУ-3М, 1И1УА-1200/100), а также метод воздействия закачкой агрегатами ЦА-320 подогретой в передвижных установках нефти.

Существует две схемы депарафинизации скважин горячей нефтью: кольцевая и центральная. При кольцевой системе колонну НКТ промывают горячей жидкостью без остановки самой скважины. Подаваемая в кольцевое пространство подогретая до 80–100 °С горячая нефть проходит через газосепаратор, насос и поступает в НКТ, где растворяет отложившийся парафин. При промывке обычно контролируют температуру выходящей жидкости. Эффективность обработки проверяют шаблонировкой скважин с ЭЦН и по увеличению дебита скважин с штанговыми глубинными насосами (ШГН).

Высокие показатели тепловой обработки по кольцевой схеме получены при одновременном использовании АДП и ППУ, теплоносители от которых смешиваются непосредственно перед скважиной. В качестве смесителя целесообразно использовать струйные насосы – газожидкостные эжекторы. Опыт пока-

зывает, что ликвидация отложений в этом случае осуществляется через 1–2 ч работы агрегата.

При центральной системе депарафинизации скважин горячую жидкость подают непосредственно в колонну НКТ, т.е. работы проводятся при остановке скважины.

При депарафинизации скважин с ШГН необходимо демонтировать устьевой сальник, сорвать конус всасывающего клапана невставного насоса или сорвать вставной насос с конусных заплечиков упорного ниппеля и тем самым разгерметизировать скважину. После этого в скважину закачивают горячую нефть с температурой 80 °С в объеме, составляющем один-два объема колонны НКТ. Сажая на место конус насоса или вставного насоса, заполняют скважину до устья, устанавливают устьевой сальник и запускают станок-качалку. Расплавленный парафин выносится горячей жидкостью из скважины глубинным насосом. Депарафинизация оснащенных скважин ЭЦН по центральной схеме возможна при оснащении скважины циркуляционным клапаном непосредственно над насосом.

Эффективность тепловых обработок скважин определяется температурой начала выпадения парафина, интенсивностью теплообмена нагнетаемой жидкости с окружающими породами, тепловой мощностью воздействия и другими факторами. При интенсивной циркуляции теплоносителя тепловые методы обеспечивают удаление отложений в НКТ.

Для удаления отложений со стенок подземного оборудования используют промывки НКТ с применением разнообразных растворителей – удалителей и их смесей. Выбор растворителя определяется компонентным составом отложений.

Для ликвидации отложений асфальтового характера следует применять составы на основе ароматических углеводородов. Отложения с высоким содержанием парафинов наилучшим образом

растворяются смесями ароматических и парафиновых углеводородов. Причем соотношение растворителей в смеси должно соответствовать соотношению асфальтенов и парафинов в составе отложений.

Как отмечалось в работе [10], одними из базовых методов предупреждения отложений АСПВ, возникающих в процессе эксплуатации скважин, являются химические методы, а именно применение химических реагентов (СНПХ-ИПГ-11, ФЛЭК-Р-020, МИА-ПРОМ, Prohonor FR 07P, РТФ-1) с использованием устьевых блоков подачи реагента (УБПР), при помощи которых ведется дозированная закачка реагента в скважину через затрубное пространство.

Устьевые блоки подачи реагента установлены на скважинах Уньвинского, Сибирского месторождений и месторождении им. Архангельского.

Устьевой блок подачи реагента входит в состав оборудования для дозированной подачи химического реагента и предназначен для регулируемой подачи реагента в затрубное пространство. УБПР работает в автономном режиме и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

УБПР разделен на две секции (рис. 2). Секция КИП и электрооборудования (I) герметична по отношению к секции технологического оборудования (II). В секции (I) расположены: шкаф управления 3, привод дозатора – электрогидравлический толкатель 5, манометр электроконтактный 4. Для подключения шкафа управления к питающей сети переменного тока предусмотрен кабельный ввод 11. Дверца секции КИП и электрооборудования имеет уплотнение для предотвращения попадания в нее взрывоопасной газозооной смеси. В секции технологического оборудования (II) расположены: бак 6 с встроенным нагревателем 7, трубопроводы 12, нагнетатель дозатора 10, измерительная трубка 13 для визуального контроля уровня реаген-

та в бак. Заправка реагента в бак производится через заливную горловину 8.

Корпус УБПР 1 утепленный, в качестве утеплителя 2 используется минеральная вата.

В настоящее время внедрено 40 УБПР, из которых 16 используются для борьбы с отложениями АСПВ, 21 – коррозией и 3 – неорганическими солями.

Проведен анализ применения УБПР для химических методов борьбы с отложениями АСПВ на месторождениях Верхнего Прикамья, который показал, что на 10 скважинах (62,5%), где используются УБПР для закачки ингибитора либо растворителя АСПВ, отмечается увеличение межремонтного периода

(МРП) скважин. Средняя текущая наработка по данным скважинам составляет 431 сут. МРП оценивался как количество ремонтов за год до внедрения и через год после внедрения. На четырех скважинах не было ни одного ремонта до внедрения и после внедрения, т.е. МРП остался постоянным. По одной скважине по одному ремонту до и после внедрения, но ремонт после внедрения был по причине оптимизации работы скважины (не по причине АСПВ). И только по одной скважине за год до внедрения не было ни одного ремонта, после внедрения один ремонт, но причина отказа была не в отложении АСПВ, а в заклинивании ЭЦН (после ГРП).

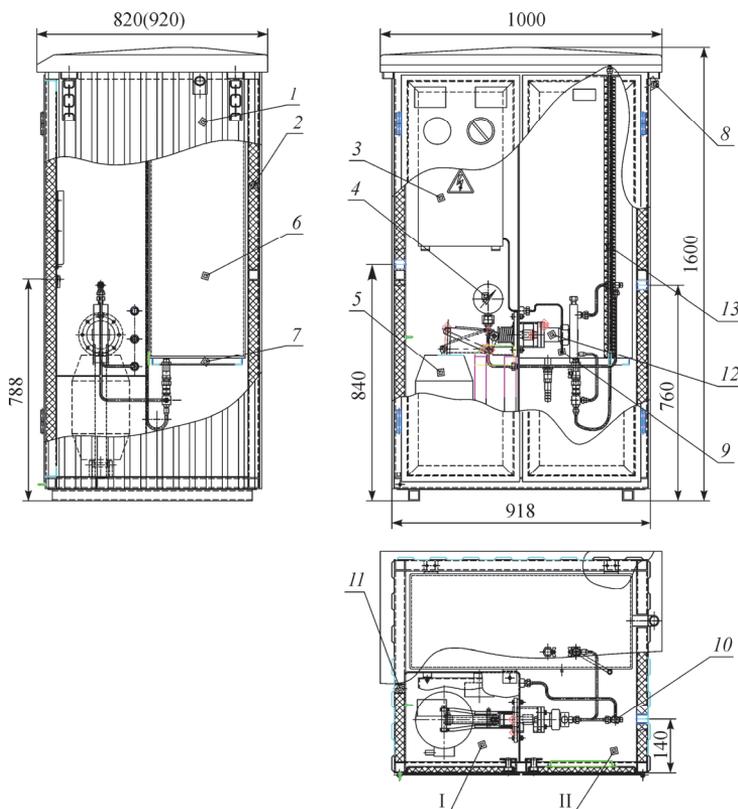


Рис. 2. Блок УБПР

Кроме того, на 13 скважинах (81,25 %) отмечается увеличение межочистного периода скважин (МОП). На одной скважине МОП не изменился. На двух произошло снижение МОП. МОП, также как и МРП, оценивался как количество обработок нефтью, горячей нефтью или углеводородным растворителем за год до внедрения и через год после внедрения.

В табл. 1 и 2 приведены данные по зависимости МОП и МРП от дебита скважины и обводненности продукции.

Таблица 1

Эффективность применения УБПР в зависимости от дебита скважины

$Q_{ж}$, м ³ /сут	Количество скважин	Увеличение МРП, %	Увеличение МОП, %
20–50	4	100	100
50,1–100	10	40	70
>100	2	100	100

Таблица 2

Эффективность применения УБПР в зависимости от обводненности продукции скважины

Обводненность, %	Количество скважин	Увеличение МРП, %	Увеличение МОП, %
1–10	8	75	87,5
10,1–30	3	66,7	100
30,1–70	4	50	50
>70	1	0	100

Применение УБПР с целью дозирования и подачи химических реагентов для борьбы с отложениями АСПВ целесообразнее на высокодебитных скважинах для снижения вероятности преждевременных отказов по причине отложения АСПВ и увеличения наработки на отказ.

По обводненности трудно определить закономерность, так как количество скважин в группах разное. Но с учетом того, что большинство ингибиторов парафиноотложений работает именно в нефтяной среде, рост обводненности продукции скважин приводит к снижению эффективности ингибитора.

Применение УБПР для химических методов борьбы с отложениями АСПВ на месторождениях Верхнего Прикамья продемонстрировало высокую эффективность, показателем которой стало увеличение МРП и МОП, но стоит отметить, что для повышения процента успешности использования необходима теоретическая база закономерностей формирования отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче нефти, особенно в условиях поздней стадии разработки.

Одним из основных факторов, определяющих эффективность, является точный подбор ингибиторов для условий конкретного месторождения.

В связи с этим необходимо предварительное проведение стандартных научно-исследовательских работ, моделирующих скважинные условия и взаимодействие флюидов с реагентами в лабораторных условиях.

Список литературы

1. Методика формирования осложненного фонда скважин / ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь, 2006.
2. Борьба с отложениями парафина / под ред. Г.А. Бабалына. – М.: Недра, 1965. – 339 с.
3. Борьба с отложениями парафина в насосно-компрессорных трубах / И.В. Смольников [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 1979. – Вып. 7. – С. 38–40.
4. Предотвращение отложения парафина и асфальтосмолистых веществ в добыче нефти на месторождениях с различными геолого-физическими условиями // Обзор. информ. Нефтепромысловое дело. – 1987. – Вып. 7(136). – С. 58.
5. Салатиня И.З., Факеев В.М. Предупредительные меры борьбы с отложениями твердых веществ при эксплуатации нефтяных скважин // Науч.-техн. сб. по добыче нефти. Всесоюз. нефтегаз. науч.-исслед. ин-та. – М., 1962. – Вып. 16. – С. 88–93.
6. Сизая В.В. Химические методы борьбы с отложениями парафина // Обзор зарубеж. лит-ры. Нефтепромысловое дело. – М., 1997. – 41 с.
7. Чанышев Р.О. Проблемы борьбы с парафиноотложениями / ВНИИЭгазпром. – М., 1986. – С. 42.
8. Эффективные ингибиторы отложений парафина из нефти / А.Г. Шаров, В.И. Иванов, Р.А. Тертерян, А.П. Душечкин, Л.И. Бурова, Л.Б. Ицксон // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 7. – С. 50–52.
9. Stanford B. New Trends in chemical control of Parafin // Drilling and production Practice. – 1957. – Vol. 37(IV). – P. 284–290.
10. Зялятов М.Ш., Ибрагимов Н.Г., Сокрюкин Е.В. Борьба с парафиноотложениями путем электропрогрева НКТ // Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в вузе: тез. докл. науч.-практ. конф. – Альметьевск, 1996. – С. 64.

11. Соболева Е.В. Анализ условий образования и методы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями в скважинах при добыче нефти на месторождениях Верхнего Прикамья // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 8. – С. 71–77.

References

1. Metodika formirovaniia oslozhnennogo fonda skvazhin [A method to form abnormal well stock]. Perm': LUKOIL-PERM', 2006.
2. Bor'ba s otlozheniiami parafina [Paraffin control]. Ed. by G.A. Babalian. Moscow: Nedra, 1965. 339 p.
3. Smol'nikov I.V. [et al.] Bor'ba s otlozheniiami parafina v nasosno-kompressornykh trubakh [Paraffin control in oil well tubing]. *Neftepromyshlovoe delo*, 1979, no. 7, pp. 38–40.
4. Predotvrashchenie otlozheniia parafina i asfal'tosmolistykh veshchestv v dobyche nefi na mestorozhdeniakh s razlichnymi geologicheskimi usloviiami [Paraffin and asphaltene-tarry substances in oil extraction from deposits with different geological and physical conditions]. *Neftepromyshlovoe delo*, 1987, no. 7(136), p. 58.
5. Salatinian I.Z., Fakeev V.M. Predupreditel'nye mery bor'by s otlozheniiami tverdykh veshchestv pri ekspluatatsii nefiannykh skvazhin [Preventive measures of solid substances control in oil well operation]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik po dobyche nefi*. Moscow: Vsesoiuznyi neftegazovyi nauchno-issledovatel'skii institut, 1962, no. 16, pp. 88–93.
6. Sizaia V.V. Khimicheskie metody bor'by s otlozheniiami parafina [Chemical methods of paraffin control]. *Obzor zarubezhnoi literatury. Neftepromyshlovoe delo*, Moscow, 1997, p. 41.
7. Chanyshev R.O. Problemy bor'by s parafinootlozheniiami [Issues of paraffin control]. Moscow: VNIIEgazprom, 1986, no. 5, p. 42.
8. Sharov A.G., Ivanov V.I., Terterian R.A., Dushechkin A.P., Burova L.I., Itsikson L.B. Effektivnye ingibitory otlozhenii parafina iz nefi [Effective inhibitors of paraffin accumulation from oil]. *Nefiannoe khoziaistvo*, 1981, no. 7, pp. 50–52.
9. Cranford B. New Trends in chemical control of Paraffin. *Drilling and production Practice*, 1957, vol. 37(IV), pp. 284–290.
10. Zaliatov M.Sh., Ibragimov N.G., Sokriukin E.V. Bor'ba s parafinootlozheniiami putem elektroprogreva NKT [Paraffin control by electric heating of oilwell tubing]. *Tezisy dokladov nauchno-prakticheskoi konferentsii "Problemy razrabotki nefiannykh mestorozhdenii i podgotovki spetsialistov v vuzе"*. Al'met'evsk, 1996, p. 64.
11. Soboлева E.V. Analiz uslovii obrazovaniia i metody bor'by s asfal'tenosmoloparafinovymi otlozheniiami v skvazhinakh pri dobyche nefi na mestorozhdeniakh Verkhnego Prikam'ia [Analysis of conditions of formation and methods of asphaltene-tarry-paraffin substances control in production wells at the Upper Prikamye fields]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 8, pp. 71–77.

Об авторе

Соболева Елизавета Викторовна (Пермь, Россия) – технолог 1-й категории технологической службы по добыче нефти, ЦДНГ № 11, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614000, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: lizi.89@inbox.ru).

About the authors

Elizaveta V. Soboleva (Perm, Russian Federation) – 1st Class Process Engineer, Oil Extraction Process Service, Oil and Gas Production Unit No. 11, LLC “LUKOIL-PERM” (614000, Perm, Lenna st., 62; e-mail: lizi.89@inbox.ru).

Получено 01.08.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Соболева Е.В. Эффективность применения устьевого блока подачи реагента для химических методов борьбы с отложениями асфальтеносмолопарафиновых веществ на месторождениях Верхнего Прикамья // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 12. – С. 33–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.4.

Please cite this article in English as:

Soboleva E.V. Effectiveness of wellhead chemical injection package to control deposits of asphaltene-tarry-paraffin substances at upper prikamye fields. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 12, pp. 33–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.4.