ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 4'2017

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Эффективность потокоотклоняющих технологий

Оценка состояния нефтегазового оборудования

Самоходная автоматизированная буровая установка

Критерий прогнозирования дебита скважины после ГРП

Сооружение гравийного фильтра в горизонтальной скважине

Тампонажные растворы для цементирования обсадных колонн

10
Инженер - нефтяник
2007-2017

GROUP IDS

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: ids@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru

Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- **Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования**

- **Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием**

- **Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования**

- **Инженерно-телеметрическое сопровождение:**

- наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи

- вырезки «окна», отработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола

- собственных буровых растворов для промывки скважин

- отбора керна собственным оборудованием

- оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов

- инструмента для заканчивания боковых стволов

Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ

Инженер-нефтяник №4 2017 г.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Методика оценки технического состояния конструкций нефтегазового оборудования нетепловыми пассивными методами диагностики. Быков И.Ю., Борейко Д.А., Смирнов А.Л.	5	**The Methodology of assessing the technical condition of structures of oil and gas equipment nonthermal passive diagnostic methods.** Bykov I.Yu., Boreiko D.A., Smirnov A.L.
Самоходная буровая установка с автоматизацией спуско-подъёмных операций. Лачинян Л.А.	12	**Self-Propelled drilling rig with RIH/POOH automation.** Lacinan L.A.
Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О.	16	**Analysis of the effectiveness of the flow diverter technologies at Vyngapurovskoye oil-gas condensate field.** Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O.
Обоснование критерия прогнозирования увеличения дебита скважины по нефти после ГРП на примере девонских отложений Ромашкинского месторождения. Дюкова М.В.	20	**Substantiation of criterion for predicting the increase of well flow rate of oil after fracturing the example of the Devonian sediments of Romashkino field.** Dyukova M.V.
Газово-хроматографо-масс-спектрометрический анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов битуминозных отложений Нигерии. Нвизуг-Би Лейи Клюверт, Савенок О.В.	27	**Gas-chromatograph-mass spectrometric analysis of total petroleum hydrocarbons and aromatic hydrocarbons bituminous deposits in Nigeria.** Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V.
Результаты исследований физико-механических свойств тампонажных составов для цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях. Табатабаи Моради Сейед Шахаб, Николаев Н.И., Дженифер Регина Эрнандес Рекена	32	**Results of studies of physico-mechanical properties of cement compositions for cementing wells in difficult mining and geological conditions.** Seyyed shahab Tabatabaee Moradi, Nikolaev N.I., Jeniffer Regina Hernandez Requena
Технология сооружения гравийного фильтра в горизонтальной скважине для предотвращения выноса песка. Абсатдаров Р.Н.	35	**Technology of construction gravel filter in horizontal well to prevent sand.** Absatdarov R.N.
Особенности частотных свойств одноконтурной вариационной структуры. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х.	40	**Features of frequency properties of single-loop variational structure.** Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh.
Аннотации статей	44	**Abstracts of articles**
Памяти Кошелева Владимира Николаевича (1951-2017)	53	**Memory of Koshelev Vladimir Nikolaevich (1951-2017)**

Журнал «Инженер-нефтяник» по решению Высшей аттестационной комиссии Минобрнауки РФ включён в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук по отрасли 25.00.00 «Науки о земле» (редакция от 01.12.2017).

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: д.т.н. Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор, ректор Национального минерально-сырьевого университета «Горный»
Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Косьянов Вадим Александрович – д.т.н., профессор, и.о. ректора Российского Государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Оганов Александр Сергеевич – д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина
Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»
Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина
Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., советник генерального директора ООО «Газпром бурение»
Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета
Рогачёв Михаил Константинович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета «Горный»
Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич
Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12
Адреса электронной почты: om@ids-corp.ru, povalihin1@yandex.ru
Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836
Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842
Типография "ПринтФормула"
Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.
При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.
Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 621:658.562

Методика оценки технического состояния конструкций нефтегазового оборудования нетепловыми пассивными методами диагностики

[1]И.Ю. Быков – доктор технических наук, профессор;
[1]Д.А. Борейко – аспирант, ассистент;
[2]А.Л. Смирнов - директор
([1]«Ухтинский государственный технический университет;
[2]ООО «ЭкспертСтрой»)

АКТУАЛЬНОСТЬ И НОВИЗНА

Текущее техническое состояние нефтегазового оборудования и конструкций определяет собой безопасность их эксплуатации в условиях воздействия различных эксплуатационных нагрузок и агрессивных сред. Статистика свидетельствует, что большое количество аварийных разрушений оборудования и конструкций связано с ненадлежащим техническим состоянием, контроль которого, в основном, осуществляется методами неразрушающего контроля (НК).

Существует две группы методов НК: активные и пассивные. Особенностью пассивных методов НК является их высокая информативность и чувствительность к обнаружению дефектов на самой ранней стадии их зарождения. Кроме того, пассивные методы позволяют осуществлять контроль без предварительной подготовки поверхности, поэтому скорость его выполнения значительно выше, чем активными методами.

При этом установлено, что достоверное определение остаточного ресурса конструкции и количественная оценка близости выявленных опасных зон к предельному состоянию возможны с применением такого пассивного метода неразрушающего контроля, как акустическая эмиссия (АЭ), а также эффекта рассеяния магнитного потока (magnetic flux leakage, MFL), которые наиболее чувствительны к энергетике структурных изменений в опасных зонах при изменении напряженно-деформированного состояния (НДС). При этом указанные метод и эффект относятся к нетепловым методам НК, так как их информационная база отражает не миграцию тепловых потоков в структуре металла, а её деформационное поведение под воздействием внешних сил.

Указанные пассивные методы диагностики успешно используются для определения остаточного ресурса оборудования и конструкций, но до настоящего времени эти методы применяются по отдельности, а механизм их совместного взаимодействия пока изучен недостаточно, что характеризует представленную работу актуальной и направленной на повышение эффективности оценки технического состояния конструкций нефтегазового оборудования.

Известно, что зарождение аварийного разрушения конструкций начинается с формирования зон концентрации напряжений (ЗКН), которые и определяют собой текущее состояние ресурса работающих конструкций. Для прогноза выработанности этого ресурса и обеспечения безопасности работы конструкций возникает необходимость в постоянном количественном контроле уровня концентрации напряжений выявленных зон. Для этой цели вполне пригодны пассивные методы диагностики, в частности нетепловой природы, такие как акустическая эмиссия и эффект рассеяния магнитного потока. Между тем механизм этих методов порождается единым физическим явлением – деформационной перестройкой структуры металлов под воздействием внешних нагрузок и содержит единый массив информации, совместная интерпретация которой ранее не предпринималась. Исследование этого взаимодействия отличается новизной выявленных закономерностей, направленных на повышение эффективности оценки технического состояния конструкций нефтегазопромыслового оборудования нетепловыми пассивными методами диагностики.

ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ МЕТОДИКИ

Природа явления АЭ заключается в генерации волн напряжений, вызванных внезапной перестройкой в структуре материала. Классическими источниками АЭ является процесс деформирования, связанный с ростом дефектов, например, трещины или зоны пластической деформации [1].

В эффекте рассеяния магнитного потока, равно как и метод АЭ, в качестве информативных параметров используются физические поля, характеризующие собственную (внутреннюю) энергию металла объекта контроля. Сущность эффекта заключается в регистрации специализированными магнитометрами и последующем анализе распределения собственных магнитных полей рассеяния (СМПР), возникающих на изделиях и оборудовании в ЗКН и дефектов металла.

На основании проведенного анализа опыта применения нетепловых пассивных методов НК при диагностировании технических устройств и конструкций опасных производственных объектов установлено, что до настоящего времени эти методы применяются в качестве вспомогательных или дополнительных мер обследования для подтверждения выявленных деформационных несоответствий с помощью других традиционных методик. Между тем известно, что с точки зрения физики процессов, протекающих в деформируемом металле, метод АЭ и эффект рассеяния магнитного потока имеют единую природу, основанную на деформации кристаллической структуры металла под воздействием внешних сил, что наглядно проиллюстрировано на рис. 1. Образец металла 1 без дефекта (рис. 1а) имеет нормальную кристаллическую структуру 2. При воздействии на образец внешних нагрузочных сил P (рис. 1б) происходит локальная внутренняя динамическая перестройка решетки образца из-за разрыва или восстановления атомных связей, всегда сопровождаемая «ударными» импульсами 3, в результате чего происходит излучение упругих волн 5 АЭ. В конечном счете, упругие волны трансформируются в поверхностные, которые можно зарегистрировать датчиками преобразователями акустической эмиссии 4.

В то же время, при сканировании феррозондовым преобразователем вдоль поверхности образца (рис. 1в) место максимальной неоднородности структуры металла характеризуется выходом на поверхность линий 7 внутреннего магнитного поля 8 образца, что сопровождается сменой знака напряженности СМПР 10 и резким возрастанием его градиента 11, легко измеряемых с помощью магнитометров 12.

Однако механизм взаимодействия этих методов при совместной, последовательной и сопоставительной интерпретации результатов измерений остается до настоящего времени изученным недостаточно, что предопределяет актуальность проведения исследований в этой области.

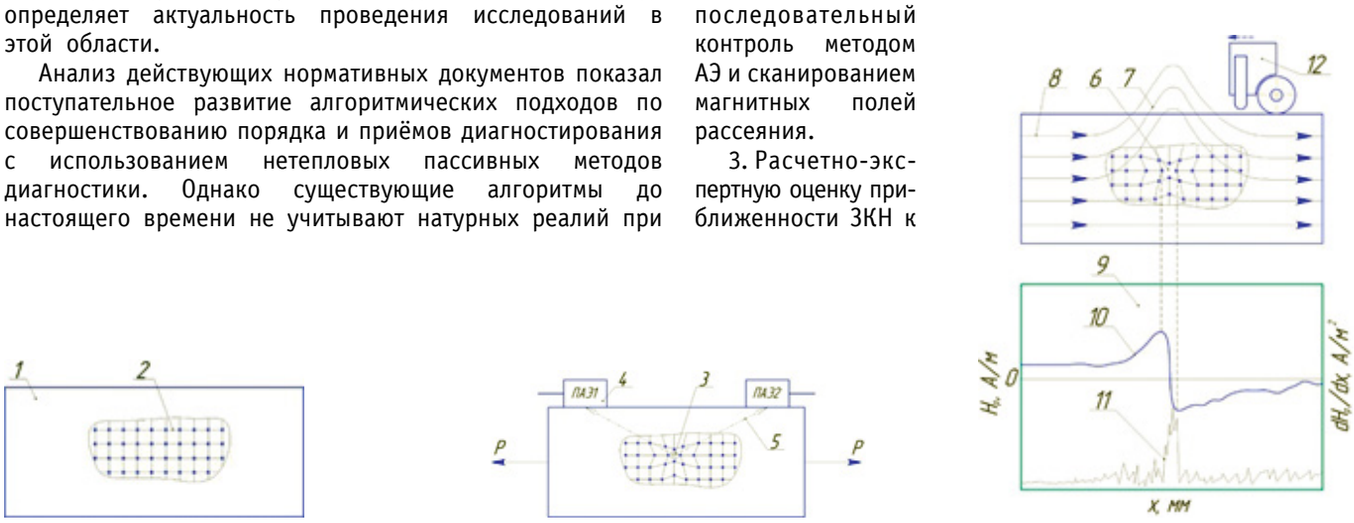
Анализ действующих нормативных документов показал поступательное развитие алгоритмических подходов по совершенствованию порядка и приёмов диагностирования с использованием нетепловых пассивных методов диагностики. Однако существующие алгоритмы до настоящего времени не учитывают натурных реалий при постановке компьютерного моделирования и синергетики прогнозирования ЗКН и остаточного ресурса при совместном и последовательном применении метода АЭ и эффекта рассеяния магнитного потока для обследования объекта диагностирования.

В ноябре 2008 г. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ от 13.11.2008 г. №309-ст утвержден и введен в действие стандарт ГОСТ Р 53006-2008 «Оценка ресурса потенциально опасных объектов на основе экспресс-методов. Общие требования». Этот стандарт предлагает в качестве основных критериев предельного состояния металла использовать фактические энергетические характеристики, которые можно получить как методом АЭ, так и сканированием магнитного поля рассеяния, а также алгоритм определения остаточного ресурса с акцентом на современные пассивные экспресс-методы технической диагностики. Требования ГОСТ Р 53006-2008 открывают большие возможности по созданию и совершенствованию методик оценки технического состояния опасных производственных объектов.

С учетом этого, а также на основании результатов проведенного анализа, нами предлагается усовершенствованный алгоритм методики технического диагностирования для эффективной оценки НДС конструкций нефтегазопромыслового оборудования и их остаточного ресурса в условиях воздействия эксплуатационных нагрузок. Алгоритм проиллюстрирован в виде блок-схемы на рис. 2.

Предложенный алгоритм включает в себя, помимо обязательных диагностических методик и заключения, так называемое ядро, включающее ряд отличительных особенностей, в частности:

1. Обязательное применение имитационного компьютерного моделирования до проведения натурных испытаний.
2. 100%-ый и последовательный контроль методом АЭ и сканированием магнитных полей рассеяния.
3. Расчетно-экспертную оценку приближенности ЗКН к



а) б) в)

Рис. 1. Иллюстрация взаимодействия методов АЭ и MFL
а – объект без дефекта; б – АЭ при нагружении объекта с дефектом;
в – остаточная намагниченность в зоне дефекта;
1 – исследуемый объект; *2* – бездефектная структура материала;
3 – единичный импульс АЭ при деформировании структуры; *4* – датчик АЭ; *5* – волна АЭ;
6 – дефект структуры материала; *7* – магнитное поле рассеяния; *8* – внутреннее магнитное поле объекта;
9 – экран регистрации; *10* – график напряженности H_p; *11* – график градиента напряженности dH_p/dx;
12 – сканирующее устройство.

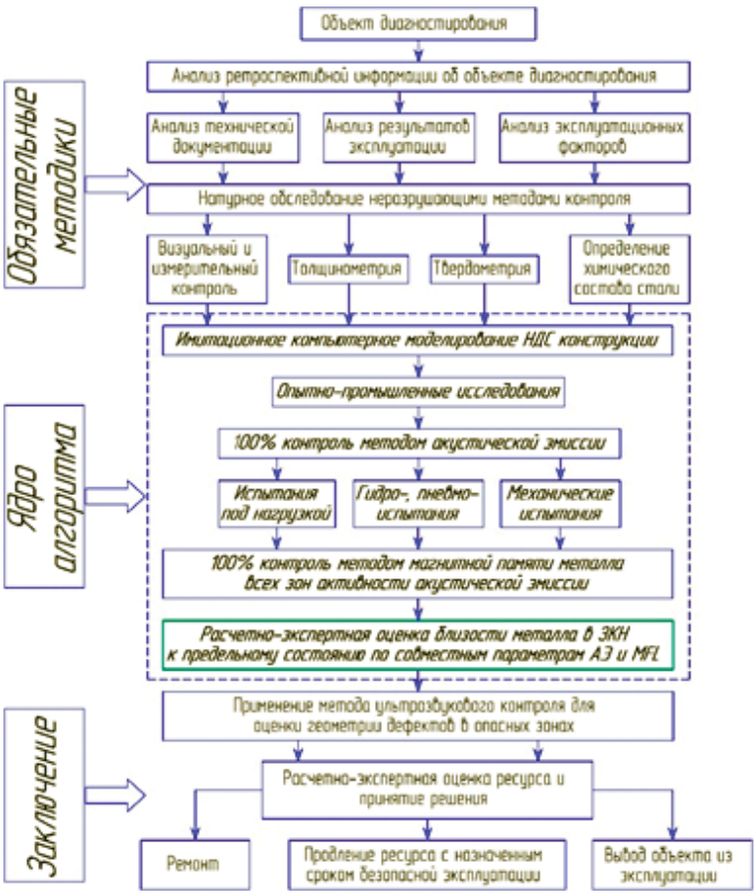


Рис. 2. Усовершенствованный алгоритм оценки технического состояния по результатам диагностики нетепловыми пассивными методами диагностики.

предельному состоянию по совместным параметрам этих методов.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ

Для апробации предложенного алгоритма сформирован и обоснован комплекс методик для оценки технического состояния конструкций нефтегазопромыслового оборудования, который включает:

- методику визуального и измерительного контроля (по РД 08–195–98) для осмотра поверхности объекта исследования с целью выявления видимых дефектов и отклонений от нормы, которые должны быть учтены при проведении испытаний или эксплуатации;
- методику определения толщины стенки элементов объекта исследования (по ГОСТ Р ИСО 10543–99 – для трубных элементов и РД РОСЭК–006–97 – для металлических листовых конструкций) для оценки её соответствия заданным требованиям нормативно–технической документации;
- методику определения твёрдости материала объекта исследования (по методу Бринелля) для первичной оценки фактических механических характеристик с целью установления соответствия качества материалов требованиям ГОСТ;
- методику определения элементного состава материала (по ГОСТ 28033–89) для идентификации заведомо неизвестной марки стали, из которой изготовлены элементы объекта;
- методику определения прочностных характеристик металла (по ГОСТ 1497-84 или ГОСТ 22761–77);
- методику АЭ испытаний (по ГОСТ Р 52727–2007, ПБ 03–593–03 и РД 08–195–98, а также ряду других производственных нормативных документов) для определения координат и мониторинга развития источников АЭ;
- методику оценки исследования магнитных полей рассеяния (по ГОСТ Р ИСО 24497–2–2009 и ГОСТ Р ИСО 24497–3–2009) для количественной оценки уровня остаточных напряжений в зонах активности АЭ с целью определения предельного состояния металла этих зон.

Научно обоснованная достоверность результатов измерений, а также репрезентативность получаемых данных на этапе планирования эксперимента обеспечиваются методикой обработки результатов исследований статистическими методами. Также в алгоритме в обязательном порядке применяется метод имитационного компьютерного моделирования, основной задачей которого является оценка безопасности последующего проведения статических испытаний конструкций на основе фактических измерений толщин стенок, механических характеристик материалов и определения рациональных исходных параметров (нагрузки, давления и т.д.), необходимых для проведения испытаний.

Опытно-промышленная апробация разрабатываемой методики заключалась в подтверждении эффективности предлагаемого алгоритма технического диагностирования, достоверности результатов, а также снижения общей трудоемкости контроля за счет локализации областей поиска дефектных зон методом АЭ и оценки уровня их предельного магнитного состояния. Для подтверждения универсальности разрабатываемой методики опытно-промышленные испытания проводились на объектах, принципиально отличающихся друг от друга, как по назначению, так и по характеру нагружения.

В качестве первого объекта исследований выбрана двухсекционная решетчатая конструкция агрегата для текущего и капитального ремонта скважин АПРС-40, состоящая из нижней и выдвижной секций, соединяющихся друг с другом при помощи клинового опорного механизма. Конструкция обеих секций представляет собой пространственную ферму, сваренную из труб различного диаметра предположительно изготовленных из стали 09Г2С по ГОСТ 19281-89. Агрегат эксплуатируется в ООО КРС «Евразия» с 2000 года. Внешний вид объекта исследований показан на рис. 3.

Задачей испытаний является выявление, мониторинг и оценка текущего состояния локальных ЗКН в материале конструкции для достоверной оценки общего технического состояния объекта исследований в целом.

Далее производится локализация источников, в результате которой каждый источник представляется АЭ событиями, которые накоплены антенной (группой датчиков ПАЭ) и образуют локальные зоны. Затем, каждый локализованный источник подвергается классификации по амплитудному критерию, в соответствии с рекомендациями [2].

Рис. 3. Агрегат для текущего и капитального ремонта скважин АПРС-40.

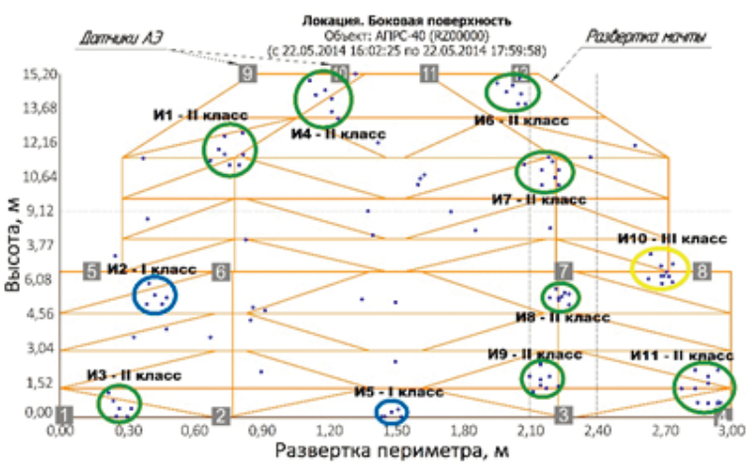


Рис. 4. Развертка боковой поверхности конструкции.

Результаты испытаний и классификации выявленных источников АЭ обозначены цветом на развертке конструкции на рис. 4 и сведены в табл. 1. По развертке измеряются расстояния до каждого из источников АЭ и составляется карта сканирования для метода МПМ.

Карта сканирования составляется при помощи программных средств путем измерения расстояний от элементов конструкции до источников АЭ.

Разработанная карта представлена на рис. 5, а результаты сканирования представлены на рис. 6 в виде схемы конструкции и эскизов ЗКН.

Известна методика профессора А.А. Дубова [3], которая позволяет определить фактический ($m_ф$) и предельный ($m_{пр}$) магнитные показатели деформационной способности металла, а также аналогичные параметры, учитывающие механические свойства металла ($b_ф$ и $b_{пр}$), которые используются для прогнозирования остаточного ресурса ЗКН по анализу интенсивности магнитных полей рассеяния. При этом отношение параметров $b_{пр}/b_ф$ можно представить, как коэффициент запаса $K_{пр.маг.}$ деформационной способности материала по предельному магнитному состоянию металла в зонах выявленных источников АЭ. Тогда из известного положения теории подобия:

$$\frac{T_{пр}}{T_ф} = \frac{b_{пр}}{b_ф} = K_{пр.маг.} \qquad (1)$$

где $T_{пр}$ – время развития структурного дефекта до предельного состояния, годы; $T_ф$ – фактическое время деформационного воздействия на структурный дефект между последними определениями параметров $b_{пр}$ и $b_ф$, годы.

При этом остаточный ресурс $T_{ост}$ до разрушения дефекта определится как разность между значениями $T_{пр}$ и $T_ф$. С учетом (1) и простых преобразований это условие может быть представлено в виде:

$$T_{ост} = T_ф \cdot (K_{пр.маг.} - 1) \qquad (2)$$

По результатам опытно–промышленных испытаний решетчатой конструкции мачты агрегата АПРС–40 установлено, что источники АЭ различного класса по амплитудному критерию имеют определенный запас предельного состояния по интенсивности магнитного поля рассеяния. В 9 из 11 источников АЭ обнаружено и подтверждено наличие магнитных полей рассеяния. Далее определяются магнитный коэффициент запаса $K_{пр.маг.}$ по формуле (1) и остаточный ресурс по предельному магнитному состоянию в каждой ЗКН по формуле (2). Для проведенного исследования, имея в виду, что $T_ф$ – время фактической эксплуатации конструкции на момент исследований, равное $T_ф$ = 14 лет, показатель остаточного ресурса $T_{ост}$, для критически активного источника с минимальным коэффициентом запаса оказался равен:

$$T_{ост} = T_ф \cdot (K_{пр.маг.} - 1) = 14 \cdot (1{,}27 - 1) = 3{,}78 \; года$$

Дальнейший анализ результатов показывает, что существует аналитическая связь между магнитным коэффициентом запаса предельного состояния $K_{пр.маг.}$ по параметрам магнитных полей рассеяния и фактической средней амплитудой $A_{ср.ф.}$ сигналов от источников АЭ. Характер этой зависимости (рис. 7) с некоторым коридором отклонений от линии тренда, но при этом с коэффициентом корреляции R_2 = 0,96, имеет вид:

$$K_{пр.маг.} = -0{,}0159 \cdot A_{ср.ф.} + 2{,}5801 \qquad (3)$$

Приравняв выражение (3) к единице и решив его относительно $A_{ср.ф.}$, получим значение амплитуды при наступлении предельного состояния металла (предельную среднюю амплитуду), которая в нашем случае составит:

$$A_{ср.пр.} = \frac{2{,}5801 - 1}{0{,}0159} = 99{,}4 \; дБ.$$

Это решение имеет важное практическое значение, т.к. позволяет уточнить остаточный ресурс подтвержденных наличием магнитных полей рассеяния ЗКН, по результатам измерения амплитуд методом АЭ. Таким образом, используя значение $A_{ср.пр.}$ и критерий подобия (1) можно

Таблица 1. Результаты классификации выявленных источников АЭ.

№ источника	Степень активности источника по амплитудному критерию	Общее кол-во сигналов источника АЭ, шт	Количество сигналов с амплитудой меньше $U_{ак}$ = 85 дБ (для I и II классов)	Количество сигналов с амплитудой больше $U_{ак}$ = 85 дБ (для III и IV классов)	Класс источника по амплитудному критерию	Интервалы нагрузок проявления активности
И1	Активный	8	8	0	II	170...210
И2	Пассивный	5	5	0	I	180...200
И3	Активный	7	7	0	II	180...210
И4	Активный	6	6	0	II	250...300
И5	Пассивный	5	5	0	I	170...200
И6	Активный	6	6	0	II	450...470 170...210
И7	Активный	9	9	0	II	340...370
И8	Активный	8	8	0	II	170...250 260...290
И9	Активный	8	8	0	II	470...500
И10	Критически активный	10	7	3	III	350...370 450...500
И11	Активный	11	11	0	II	180...210 350...400

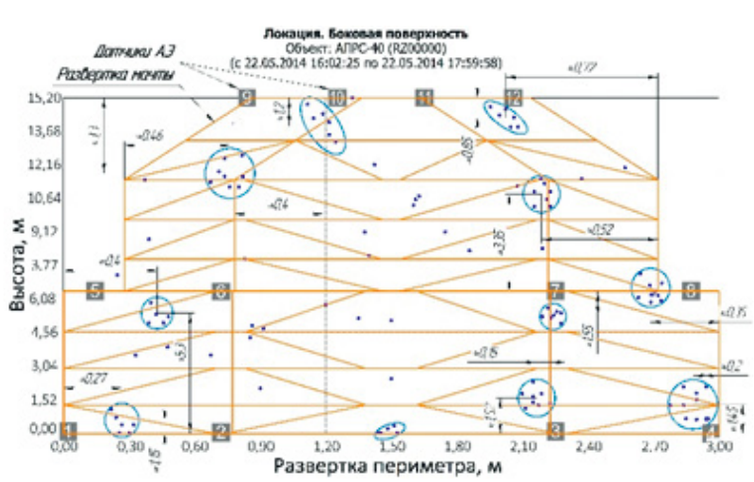


Рис. 5. Карта сканирования магнитных полей рассеяния.

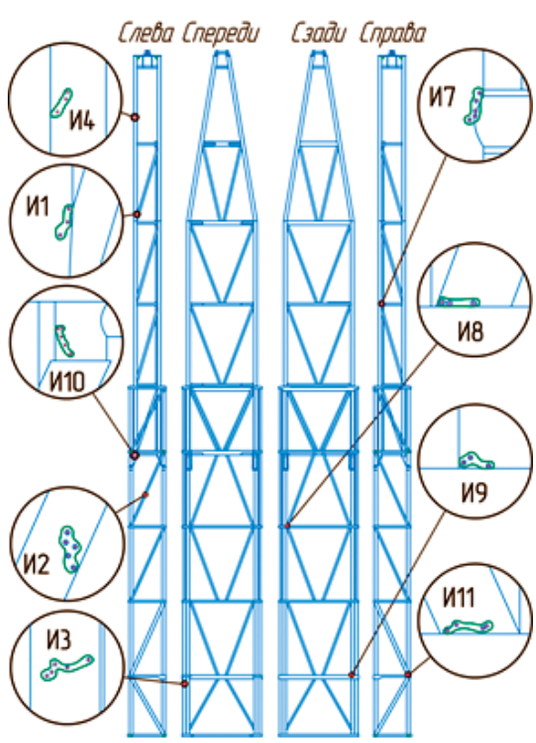
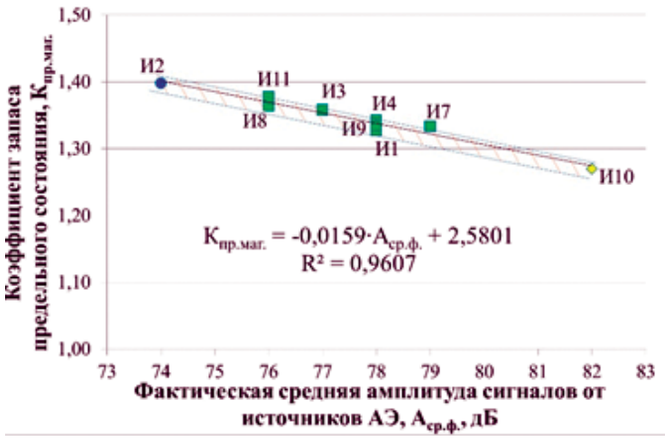


Рис. 6. Результаты сканирования магнитных полей рассеяния.

получить значения остаточного ресурса каждого источника АЭ по совместным результатам исследований объекта диагностирования методом АЭ и анализом интенсивности магнитных полей рассеяния. Для этого введем предельный коэффициент $K_{пр.амп.}$ запаса амплитуды источника АЭ, определяемый отношением:



● – пассивные источники;
■ – активные источники;
◆ – критически активные источники;

И1...И10 – обозначение источников АЭ

Рис. 7. Зависимость магнитного коэффициента запаса предельного состояния от средней амплитуды сигналов АЭ.

● – пассивные источники;
■ – активные источники;
◆ – критически активные источники;
▲ – катастрофически активные источники;

И1...И11 – обозначение источников АЭ

Рис. 8. Зависимость магнитного коэффициента запаса предельного состояния от средней амплитуды сигналов АЭ.

$$K_{пр.амп.} = \frac{A_{ср.пр.}}{A_{ср.ф.}} \quad (4)$$

где $A_{ср.ф.}$ – фактическая средняя амплитуда источника АЭ, дБ;

$A_{ср.пр.}$ – предельная средняя амплитуда для источников АЭ, дБ.

Так, для наиболее опасного источника И10 (см. рис. 7) остаточный ресурс по запасу его амплитуды определится таким образом:

$$T_{ост} = T_{ф} \cdot (K_{пр.маг.} - 1) = 14 \cdot (1{,}21 - 1) = 2{,}94 \text{ года}$$

Таким образом, согласно результатам совместного и сопоставительного анализа измерений по методу АЭ и эффекту рассеяния магнитного потока, запас предельного состояния металла в зоне источника И10 составляет 2,94 года. Как видно, результат, полученный по методу соотношения амплитуд АЭ, более консервативен, чем по напряженности магнитного поля в силу высокой чувствительности метода АЭ к энергетике структурных перестроек, поскольку амплитуда АЭ характеризует уровень энергетических затрат на единичный элемент структурной деформации под воздействием внешних нагрузочных сил. Этот результат определяет собой нижний предел вероятного диапазона остаточного ресурса при совместном и последовательном применении указанных методов для обследования объекта диагностирования, что в свою очередь имеет практическую значимость при планировании восстановительных мероприятий для продления срока безопасной эксплуатации объекта.

По аналогичному алгоритму произведены исследования технического состояния оболочковой конструкции газоконденсатной разделительной емкости. При этом предельное давление испытания определялось, как и в предыдущем случае, методом имитационного компьютерного моделирования. В результате испытаний выявлено 12 источников АЭ, из которых 6 катастрофически и 2 критически активных по амплитудному критерию.

По методу МПМ в 10 источниках АЭ из 12 обнаружены зоны концентрации остаточных напряжений. Далее по аналогии проводится совместный анализ результатов следующих исследований.

1. Определяются коэффициент запаса $K_{пр.маг.}$ деформационной способности металла по формуле (1). Так, источник И11 (рис. 8) имеет наименьший коэффициент запаса $K_{пр.маг.}$:

$$K_{пр.маг.} = \frac{1{,}517}{1{,}442} = 1{,}052.$$

2. Остаточный ресурс по формуле (2), имея в виду, что время фактической эксплуатации емкости на момент исследований $T_{ф}$ = 34 года, для источника И11 составил:

$$T_{ост} = 34 \cdot (1{,}052 - 1) = 1{,}77 \text{ года.}$$

3. Также установлено, что, как и в случае с решётчатой конструкцией мачты АПРС–40, коэффициент запаса $K_{пр.маг.}$ имеет линейную зависимость от средней фактической амплитуды $A_{ср.ф.}$ сигналов от источников АЭ (см. рис. 7). Характер этой зависимости имеет вид:

$$K_{пр.маг.} = -0{,}0267 \cdot A_{ср.ф.} + 3{,}3751 \quad (5)$$

4. Приравняв выражение (5) к единице и решив его относительно $A_{ср.ф.}$, получим значение предельной средней амплитуды источников АЭ для металла оболочковой конструкции емкости, которая составила:

$$A_{ср.пр.} = \frac{3{,}3751 - 1}{0{,}0267} = 89 \text{ дБ.}$$

5. Таким образом, используя алгоритм обработки данных по аналогии с исследованиями решетчатой конструкции, получаем уточнённые значения остаточного ресурса для каждого источника АЭ по совместным результатам исследований объекта методам АЭ и анализом

магнитных полей рассеяния. По формуле (4) определяем коэффициент Кпр.амп. запаса амплитуды источников АЭ. Для источника И11 он составил:

$$K_{пр.амп.} = \frac{89}{87} = 1,021.$$

6. Окончательно рассчитываем остаточный ресурс по запасу амплитуды источников АЭ. Так, для наиболее опасного источника И11 (см. рис. 8) остаточный ресурс по запасу его амплитуды составил:

$$T_{ост} = 34 \cdot (1,021 - 1) = 0,71 \text{ года.}$$

Для сравнения, ресурс, полученный по магнитным параметрам, оказался почти на 60% больше. Для других катастрофически активных источников АЭ остаточный ресурс находится в диапазоне от 1,5 до 3,4 года, для остальных источников – от 4 до 8,2 года.

Выводы

1. По результатам аналитических и экспериментальных исследований установлена взаимосвязь между средней амплитудой АЭ и изменением градиента напряжённости собственного магнитного поля рассеяния. Из установленных взаимосвязей выявляется возможность совместного использования метода АЭ и эффекта рассеяния магнитного потока, что позволяет расширить информационное поле для оценки технического состояния реальных нефтегазовых конструкций.

2. Разработан усовершенствованный алгоритм оценки НДС конструкций нефтегазопромыслового оборудования и их остаточного ресурса в условиях воздействия эксплуатационных нагрузок, который апробирован при испытаниях решетчатой и оболочковой конструкций действующего нефтегазового оборудования.

3. Результаты апробации предложенного алгоритма позволили оценить нижний предел вероятного диапазона остаточного ресурса для каждой выявленной зоны концентрации напряжений за счет синергетики прогнозирования остаточного ресурса при совместном и последовательном применении метода АЭ и анализа магнитных полей рассеяния для обследования объекта диагностирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Pollock A. Acoustic emission testing. Metals handbook // AST International, 1989. 9 edition. 17 vol. P. 278-294.

2. СДОС-08-2012. Методические рекомендации о порядке проведения акустико-эмиссионного контроля металлических конструкций грузоподъемных кранов стрелового типа. – Введён 2012-04-05. – М.: «НТЦ «Промышленная безопасность», 2012. – 28 с.

3. Пат. 2207530 Росийская Федерация, МПК7 C1 G01L1/12, G01N27/72. Способ контроля напряженно-деформированного состояния изделия по магнитным полям рассеяния / А.А. Дубов, Ал.А. Дубов; заявитель и патентообладатель Дубов Анатолий Александрович. - № 2001134865/28; заявл. 25.12.01; опубл. 27.06.03, Бюл. №5. - 16 с.

REFERENCES

1. Pollock A. Acoustic emission testing. Metals handbook // AST International, 1989. 9 edition. 17 vol. P. 278-294.

2. SDOC-08-2012. Methodical recommendations on the procedure for acoustic emission examination of metal structures of hoisting jib cranes. – Introduced 2012-04-05. – M.: "NTC "Industrial safety", 2012. – 28 p.

3. Pat. 2207530 Russian Federation mpk7 C1 G01L1/12, G01N27/72. Way to control the stress-strain state of the product by magnetic fields of scattering / A.A. Dubov, Al.A. Dubov, applicant and patentee Dubov Anatoly Aleksandrovich. № 2001134865/28; Appl. 25.12.01; publ. 27.06.03, bull. №.5. - 16 p.

УДК 622.242

Самоходная буровая установка с автоматизацией спуско-подъемных операций

Л.А. Лачинян – доктор технических наук, профессор
(ОАО «Завод бурового оборудования»)

Настоящая статья отражает результаты исследований ОАО «Завод бурового оборудования» в области улучшения условий труда бурового персонала и повышения производительности геолого-поискового и разведочного бурения путем совершенствования техники и технологии спуско-подъёмных операций (СПО) на основе их автоматизации.

Причины основных рисков травмирования бурового персонала при СПО, и прежде всего помбуров, «вклад» которых в травматизм со смертельным исходом достигает 40%, были подробно рассмотрены в работе [1]. В этой же работе была представлена буровая установка, являющаяся ближайшим аналогом предлагаемой, которая, как и аналог, обеспечивает автоматизацию СПО с совмещением их во времени и полным исключением ручных и машинно-ручных операций [2].

Основной принцип, обеспечивший создание реальной схемы буровой установки для решения проблемы автоматизации СПО сравнительно простыми и известными средствами, т.е. без применения принципиально новых и сложных устройств, заключается в том, что в течение всего процесса манипуляций со свечами бурильных труб, в том числе переноса их от оси скважины к месту аккумуляции и обратно, они сохраняют вертикальное положение.

В предлагаемой конструктивно более простой буровой установке [3], основанной на том же принципе. Исключено вращение буровой мачты и вместо двух непроходных использован один проходной вращатель и манипулятор свечей. Кроме того, вдвое увеличена ёмкость свечеприемного устройства с сохранением габаритов и минимальных рабочих проходов, установленных для самоходных и передвижных буровых установок [4].

Установка содержит буровую мачту, подвижный проходной вращатель, манипулятор бурильных свечей с возможностью перемещения его захвата к месту аккумуляции и обратно, расположенный с противоположной стороны от подвижного вращателя, карусельный свечеприёмник барабанного типа, обеспечивающий выдвижение вверх свечи из очередной ячейки магазина при спуске бурильной колонны, или опускание свечи на его подсвечник при ее подъёме и стационарный труборазворот.

Приём, удержание и освобождение верхних концов свечей в ячейках магазина осуществляется автоматически в результате силового взаимодействия перемещаемой свечи с пружинными захватами ячеек.

Манипулятор свечей расположен в верхней части мачты с возможностью вращения вокруг своей оси на 180°, а также выполнения операций по установке свечи на бурильную колонну как при свинчивании её с колонной, так и при развинчивании. В это же время проходной вращатель в процессе свинчивания и развинчивания свечи труборазворотом выполняет свой холостой ход подъёма и спуска соответственно при спуске и подъёме бурильной колонны.

Карусельный свечеприёмник содержит два вращающихся барабанных магазина, расположенных на общем основании, имеющем возможность вращения вокруг своей оси, благодаря чему в рабочем положении буровой установки вертикальная плоскость, проходящая через оси этих магазинов, располагается на ее продольной оси, а в транспортном – перпендикулярно этой оси.

На рис. 1 схематично показана самоходная буровая установка, которая может быть реализована при длине бурильной свечи (трубы) 3,0; 4,5 и 6,0 м. Общая длина буровой установки в транспортном положении согласно указанным длинам свечи соответственно равна 7800; 9300 и 10800 мм, ширина 2550 мм, а высота 3700 мм, что не выходит за пределы установленных требований к габаритам транспортных средств [4].

Буровая установка включает буровую мачту 2, проходной подвижный вращатель 3, манипулятор 4 с выдвигающимся гидравлическим захватом и устройством для перемещения его в вертикальной плоскости при манипуляциях со свечой (на схеме не показано), два расположенных с противоположной стороны от подвижного вращателя барабанных магазина 5 свечеприёмника, установленные на их общем основании 1 с устройством поворота на 180°, устройство 6 для выдвижения из магазина 5 свечеприёмника или опускания в него свечи, труборазворот 7 стационарный. Применение последнего при наличии подвижного вращателя обеспечивает возможность использования свечей, составленных из нескольких труб

Предлагаемая буровая установка обеспечивает автоматизацию СПО, но при более простой и, следовательно, более надежной её конструкции.

Действительно, из представленной циклограммы (табл. 1) следует, что, например, в процессе спуска

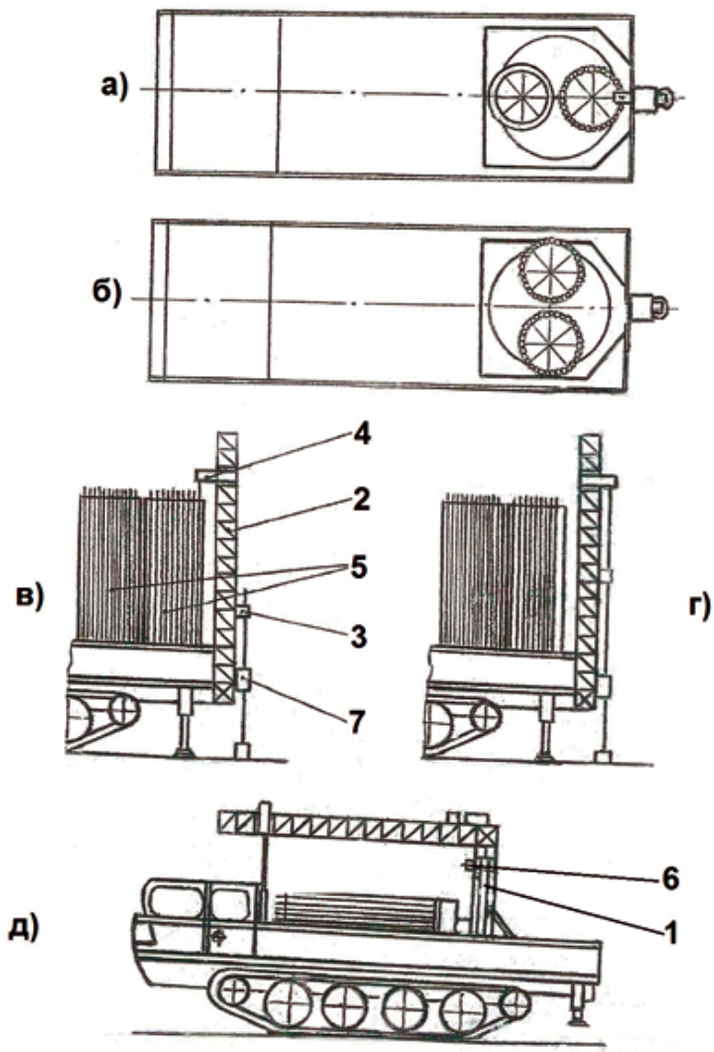


Рис. 1. Самоходная буровая установка с автоматизацией СПО
а) в рабочем положении (вид сверху);
б) перед переводом в транспортное положение (вид сверху);
в) в рабочем положении – спуск бурильной колонны, совмещённый во времени и извлечением из магазина очередной свечи манипулятором (вид сбоку);
г) в рабочем положении – свинчивание свечи с колонной труборазворотом, совмещённое во времени с холостым подъёмом подвижного вращателя после окончания спуска бурильной колонны с ранее навинченной свечой (вид сбоку);
д) в транспортном положении (вид сбоку).
1 – основание свечеприёмника с устройством его поворота на 180°;
2 – буровая мачта;
3 – проходной подвижный вращатель с гидропатроном;
4 – манипулятор с гидрозахватом свечи сверху;
5 – два барабанных магазина свечеприёмника;
6 – устройство для выдвижения из магазина или опускания в него свечи;
7 – труборазворот.

бурильной колонны (рис. 1 а, в) производится поворот манипулятора 4 на 180°, выдвигается его захват на ось свечи, находящейся в магазине 5, шток устройства 6 магазина (рис. 1, д) перемещает свечу вверх до вхождения её верхнего конца в захват манипулятора и последний, захватив свечу, извлекает её из пружинного захвата магазина и начинает перемещение на ось скважины. К моменту окончания спуска бурильной колонны и постановки её в труборазвороте 7 свеча оказывается на оси скважины и манипулятор 4 опускает её на верх колонны, выполняя роль центратора свечи в процессе последующего свинчивания с бурильной колонной. Одновременно с моментом окончания переноса свечи на ось скважины (рис. 1, г) проходной вращатель 3 освобождается от бурильной колонны, и производит холостой подъём до верхнего конца свечи, захватывая бурильную колонну в момент окончания свинчивания и, после освобождения её от труборазворота 7, производит очередной цикл её спуска.

Из циклограммы (табл. 1) следует, что операция подъёма производится аналогично и затраты времени на один спуск и подъем 6-ти метровой свечи составляют в целом 48 с, что близко к аналогичному показателю прототипа.

По сравнению с обычной технологией последовательного выполнения СПО при работе с такой же свечой «на вынос» затрачиваемое время почти вдвое меньше [2], что объясняется автоматизацией операций, совмещением их во времени и полным отсутствием ручного и машинно-ручного труда.

Замена вращающейся мачты и второго подвижного вращателя на более простой по конструкции манипулятор, существенно удешевляет и повышает надежность предлагаемой буровой установки.

Также решаема разработанной буровой установкой задача обеспечения максимально возможной емкостью свечеприёмника, обусловленной требованиями к предельным габаритам самоходной буровой установки и минимальными рабочими проходами в соответствии с правилами техники безопасности [4].

Действительно, в рабочем положении буровой установки (рис. 1) вертикальная плоскость, проходящая через оси барабанных магазинов свечеприёмника, поворотом его основания располагается на её продольной оси, в результате чего один из магазинов устанавливается у мачты для выполнения функций свечеприёмника в процессе СПО, а другой - в положении ожидания.

После опорожнения магазина (при спуске колонны) или его наполнении (при подъёме) свечами, процесс СПО на несколько секунд останавливается, поворотом основания 1 свечеприёмника на 180° магазины меняются местами, и процесс автоматического выполнения СПО продолжается (рис. 1, а, в, г).

Для перевода буровой установки в транспортное положение поворотом основания 1 свечеприёмника на 90° вертикальная плоскость, проходящая через оси магазинов, принимает перпендикулярное положение по отношению к продольной

Таблица 1. Циклограмма спуска и подъёма свечи бурильной колонны ($l_{СВ}$ = 6 м).

Наименование операций	Затраты времени на свечу, с														
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
Спуск															
Спуск колонны (0,75 м/с)															
Захват колонны труборазворотом															
Поворот манипулятора к магазину, выдвижение его захвата на ось свечи															
Выдвижение свечи штоком магазина, захват и вынос её манипулятором, поворот магазина на одну ячейку															
Перенос свечи манипулятором на ось скважины, опускание её на верх колонны															
Освобождение вращателя от колоны															
Холостой подъём вращателя (0,75 м/с)															
Свинчивание свеч с колонной труборазвортом															
Захват колонны вращателем															
Освобождение колонны от захватов манипулятора и труборазворота															
Итого на спуск свечи												24			
Подъём															
Подъём колонны (0,75 м/с)															
Захват колонны труборазворотом															
Перенос и установка свечи в магазин манипулятором															
Выдвижение штока магазина для приёма свечи и опускание её на подсвечник, поворот магазина на одну ячейку															
Освобождение манипулятора, поворот его на ось скважины, захват за верх поднятой колонны															
Освобождение вращателя от колоны															
Отвинчивание труборазвортом свечи и освобождение её от колонны манипулятором															
Холостой спуск вращателя (0,75 м/с)															
Захват колонны вращателем															
Освобождение захвата труборазворота															
Итого на подъём свечи												24			
Всего на спуск и подъём свечи												48			

оси платформы установки и мачта вместе со свечеприёмником опускаются (рис. 1, б, д).

Согласно правилам техники безопасности при геологоразведочных работах (п. 5.3.2.) для подвижных и самоходных буровых установок рабочий проход должен быть не менее 700 мм [4]. С учётом этой величины рабочих проходов диаметр каждого из двух магазинов составит 1140 мм (см. рис. 1), а суммарный 2280 мм.

У аналога буровой установки только один такой же магазин диаметром 1140 мм. Следовательно, ёмкость свечеприёмника предлагаемой установки вдвое больше.

В табл. 2 приведены возможные глубины бурения предлагаемой самоходной буровой установкой с автоматизацией СПО в зависимости от диаметра и длины свечи (трубы).

Из таблицы 2 следует, что ёмкость свечеприёмника новой самоходной буровой установки с автоматизацией СПО позволяет вдвое увеличить возможные глубины бурения геолого-поисковых и разведочных скважин. Максимальные глубины скважин с автоматизацией СПО при традиционном бурении и комплексом WL достигают более 700 м. И не менее важно то, что буровой персонал избавлен от тяжелого физического труда, в особенности при использовании бурильных труб диаметром 88,9, мм, масса которых при длине свечи 6 м составляет около 70 кг.

Таблица 2. Возможные глубины бурения самоходной буровой установкой с автоматизацией СПО.

Обозначение бурильной трубы	Общая емкость двух магазинов, шт.	Глубина бурения, м (числитель) и масса бурильной трубы (свечи), кг (знаменатель) при ее длине, м		
		3,0	4,5	6,0
Трубы для традиционного бурения				
ТБСО-34х3,5	182	546/7,2	-	-
ТБСО-43х5,5	150	450/11,0	675/16,2	-
ТБСУ-55х4,5	120	360/19,2	540/25,1	720/38,4
ТБСУ-63,5х4,5	104	312/24,2	468/34,0	624/42,0
Трубы комплекса WL				
(B) 55,6х4,75	118	354/18,0	531/27,0	708/36,0
(N) 69,9х4,80	96	288/23,4	432/35,1	576/46,8
(H) 88,9х 5,55	76	228/34,5	342/51,7	456/69,0

ЛИТЕРАТУРА

1. Лачинян Л.А. Автоматизация СПО – реальная перспектива облегчения и повышение безопасности труда в геологоразведочном бурении. – Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. - №1. – с. 39-46.
2. Лачинян Л.А. Пат. 2549650 РФ, МПК E21 3/00 Буровая установка. № 2033125392/03. - Заявл. 03.06.2013. - Опубл. 10.12. 2014.
3. Лачинян Л.А., Медведев А.К. Пат. 2629185 РФ МПК E 21B 7/102 Буровая установка №2016115748. Заявл. 22.04.2016. Опубл. 25.08.2017.
4. Правила безопасности при геологоразведочных работах. ПБ08-37-2005.

REFERENCES

1. Lacinan L.A. Automation of SPO – real prospect of facilitating and improving the safety in exploration drilling. – Inzhener-neftyanik. – M.: LLC "IDS Drilling", 2016. - №1. – p. 39-46.
2. Lacinan L.A. Pat. 2549650 of the Russian Federation, IPC E21 3/00 Drilling rig. № 2033125392/03. appl. 03.06.2013. - publ. 10.12. 2014.
3. Lacinan L.A., Medvedev A.K. Pat. 2629185 of the Russian Federation, IPC E 21B 7/102 Drilling rig №2016115748. appl. 22.04.2016. publ. 25.08.2017.
4. Safety rules for geological exploration work. SR08-37-2005.

УДК 622.276.6

Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении

[1]О.В. Савенок – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры;
[1]А.С. Арутюнян – кандидат технических наук, доцент кафедры;
[2]Е.О. Петрушин – ведущий технолог по добыче нефти и газа
([1]Кубанский государственный технологический университет;
[2]ЦДНП ОАО «Печоранефть»)

По геологическому строению Вынгапуровское месторождение является сложным, многопластовым с большим этажом нефтегазоносности (от пласта ПК сеноманского яруса до пласта $Ю_7$ тюменской свиты), имеет большую протяжённость по площади, тектонические нарушения структурной поверхности пластов, зоны замещения и выклинивания коллекторов.

В настоящее время месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризующейся значительной выработкой извлекаемых запасов, большой обводнённостью, неуклонным падением добычи нефти и увеличением выбытия скважин из эксплуатации.

Для совершенствования процессов разработки на объектах ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» применяются технологии, позволяющие повысить нефтеотдачу пластов и вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти. Для восстановления и повышения продуктивности скважин добывающего и нагнетательного фонда на месторождении применяется разнообразный комплекс ГТМ.

На текущей стадии эксплуатации Вынгапуровского месторождения одной из главных задач, обеспечивающих эффективность разработки объекта, является проведение мероприятий, направленных на снижение водонефтяного фактора, т.е. снижение обводнённости добываемой продукции и ограничение отбора попутно добываемой воды.

Поэтому актуальным становится использование современных методов оптимизации разработки месторождений, позволяющих регулировать темпы обводнения залежей [1-3].

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъёмом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объёмов воды.

На основании проведённого анализа трассирования фильтрационных потоков пластовых флюидов установлено, что на месторождении преобладают фильтрационные потоки с большими скоростями субмеридионального направления. Основные объёмы нагнетаемой воды поступают к добывающим скважинам по каналам фильтрации с проницаемостью 0,020-0,080 мкм^2, а до 15-25% объёма поступает по высокопроницаемым каналам с проницаемостью более 0,10 мкм^2. Практически не фиксируются процессы вытеснения нефти водой по низко-проницаемым каналам фильтрации с проницаемостью менее 0,010 мкм^2.

Значимым направлением в области повышения нефтеотдачи пластов является применение физико-химических методов воздействия (ФХВ) на пласт, реализуемых проведением мероприятий по выравниванию профиля приёмистости и снижения давления закачиваемой жидкости ниже давления гидроразрыва пласта.

Одна из первоочередных задач, которую решает выравнивание профиля приёмистости (ВПП) – корректировка кинематики потоков нагнетаемого агента путём локализации системы высокопроводящих каналов и техногенных трещин с целью вовлечения в процесс разработки запасов, сосредоточенных в пропластках и зонах, не охваченных выработкой. Этого результата можно достигнуть путём целенаправленного тампонирования физико-химическими составами с последующим поддержанием давления нагнетания на уровне, исключающем образование техногенной трещиноватости. В большинстве случаев происходит перераспределение потоков, т.е. снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых интервалов, а иногда их полная изоляция и, как следствие, подключение в работу ранее недренируемых интервалов пластов.

Данные технологии на практике реализуются путём закачек в нагнетательные скважины малообъёмных оторочек 300-700 м^3 различных физико-химических композиций, в основном, на обводняющихся объектах.

После долгого перерыва в 2006 году на месторождении восстановлены работы по физико-химическому воздействию на нефтяные пласты с применением технологий выравнивания профиля приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин.

Всего с 1998 года было осуществлено 689 мероприятий по ВПП, дополнительная добыча при этом от реагирующих соседних добывающих скважин с учётом переходящего эффекта прошлых лет составила 1032,3 тыс. тонн нефти.

За последние 5 лет на Вынгапуровском месторождении реализовано около 10 различных технологий физико-химического воздействия. Механизм воздействия заключается в создании фильтрационных барьеров для воды в высокопроницаемых, водонасыщенных или выработанных зонах залежи. В качестве потокоотклоняющих технологий применяются дисперсные, полимердисперсные, эмульсионно-дисперсные композиции, гелеобразующие составы, сшитые полимерные системы, эмульсионные системы, осадкообразующие и комплексные составы. Применяемые технологии – СПС, ВУС, ГОС, ВДЭС, а также комплексные на основе СКС, ЭС, ВДС и ПАВ. В 2011 году внедрены новые технологии ПС (полимерные суспензии), термогели и РВ-ЗП-1.

Технология ВДПС (ЩПСК) направлена на выравнивание профиля приёмистости нагнетательных скважин и повышение коэффициента охвата пласта с одновременным регулированием параметров нефтевытеснения и нефтеизвлечения.

В ходе реализации технологии ВДПС применяются следующие реагенты: глина бентонитовая ПБМГ, полиакриламид, сода Na_2CO_3 , PDA-1004, бактерицид «Биолан», кислота соляная 24%, кислота плавиковая 40%, нефтенол ВВД, которые закачиваются последовательно:

- сначала производят закачку ПБМГ (ПБМВ);
- потом щелочной агент (сода);
- затем полимер (ПАА);
- в конце бактерицид.

Допускается чередующийся ввод соды и полимера, а также ввод бактерицида в последнюю порцию полимера.

Для скважин с достаточно низкой приёмистостью (< 200 м³/сут.), предпочтительнее композиции (DI-Agent + CL-System), если же приёмистость по скважине изменяется от 200 до 250 м³/сут., то рекомендуется технология (RD-Agent + CL-System). По некоторым скважинам приёмистость превышает 550-600 м³/сут., что может объясняться либо значительной толщиной эффективной части пласта, либо наличием техногенной или естественной трещиноватости. Для таких скважин предлагается комплексная технология CD-System.

Для скважин приёмистостью ниже 250 м³/сут. применяются комплексные технологии, дополнительно направленные на очистку ПЗП и интенсификацию притока жидкости.

В результате анализа выявлено, что одна и та же технология на различных пластах месторождения даёт различную эффективность и на одном месторождении разные технологии дают различный технологический эффект, что связано с различными величинами ФЕС пород коллекторов продуктивных пластов, взаимодействием вытесняющего реагента с пластовым флюидом и степенью выработанности запасов.

По обработанным скважинам необходимо снижать давление закачки на 2-3 МПа ниже давления разрыва для предотвращения преждевременного разрушения кольматирующих экранов.

Основой выбора того или иного метода воздействия является его соответствие критериям применимости к данному пласту по геолого-физическим особенностям [4].

На основе ретроспективного анализа и лабораторных исследований определен перечень рекомендуемых технологий и рецептура для конкретных объектов месторождения: ВЭДС + ВУС, ВУС, СКС + ПАВ + СПС + ЭС, ГОС.

Динамика дополнительной добычи нефти от проведения циклического заводнения представлена на рисунке 1.

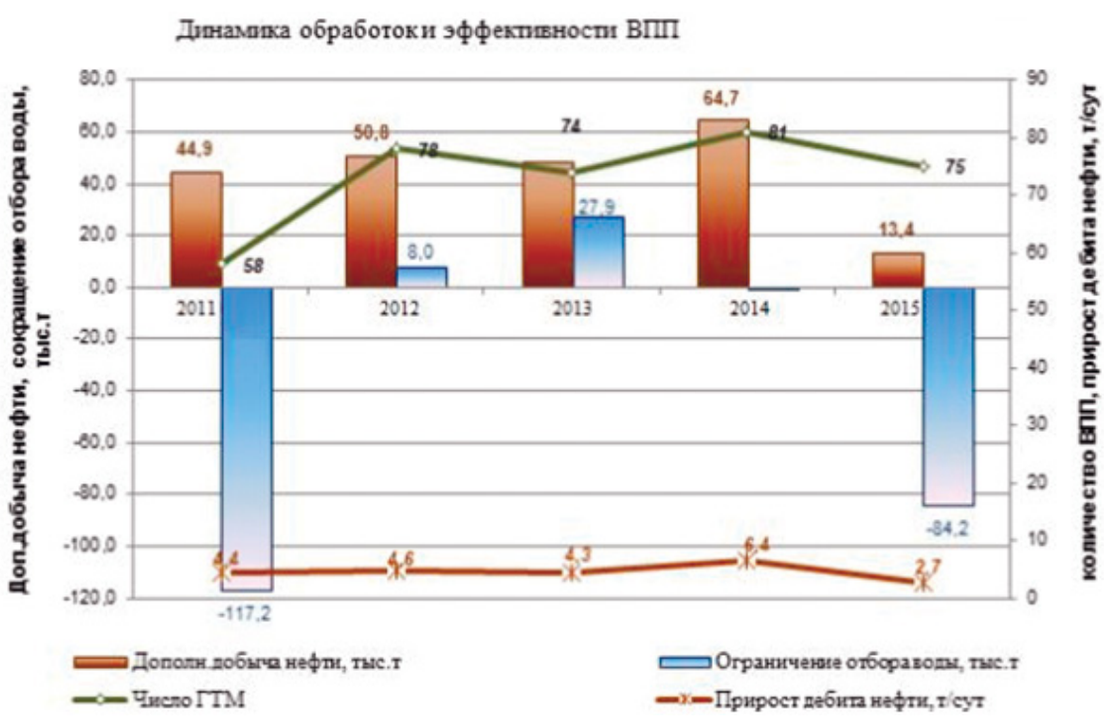


Рис. 1. Динамика применения и эффективности композиций ВПП.

Анализ состояния разработки участков до и после применения химических методов показал, что средний прирост дебита нефти на реагирующую добывающую скважину составил 4,5 тонн/сут (таблица 1).

Выбор нагнетательных скважин для дальнейших обработок по ВПП осуществляется на основании анализа результатов расчёта технологической эффективности работ, проведённых на месторождении в предыдущие годы. При выборе скважин учтены известные критерии выбора объектов применения потокоотклоняющих технологий повышения нефтеотдачи пластов.

Таблица 1. Динамика обработок и эффективности потокоотклоняющих технологий (ВПП) за 2011-2015 гг.

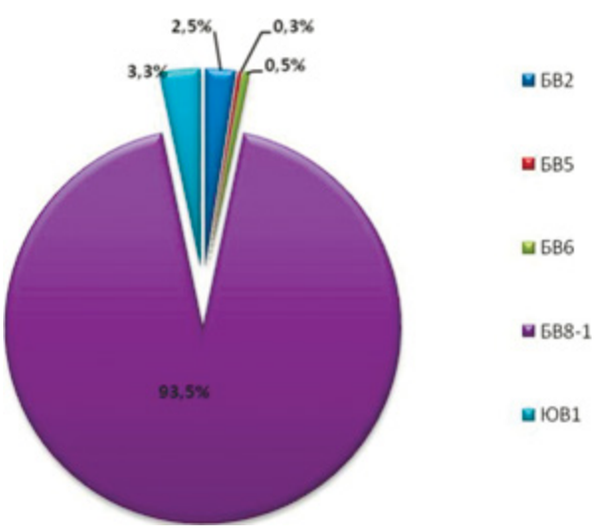
Год	Число ГТМ	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Продолжительность эффекта, сут.	Продолжительность эффекта на 1 ГТМ, сут.	Коэффициент успешности, %
2011	58	44,9	4,4	10138	175	98,3
2012	78	50,8	4,6	10901	140	89,7
2013	74	48,5	4,3	11286	153	81,1
2014	81	64,7	6,4	9350	115	75,3
2015	75	13,4	2,7	4459	59	68,0
Всего	366	222,3	4,5	46134	126	81,7

За 2011-2015 гг. по Вынгапуровскому месторождению выполнено 366 обработок по ВПП (в 2011 году – 58 обработки, в 2012 году – 78; в 2013 году – 74, в 2014 году – 81 и в 2015 году – 75 обработок). Наибольшее количество проведены на основном объекте $БВ_8^1$ (93,5%), на объекте $ЮВ_1$ – 12 обработок, на $БВ_2$ – 9, на $БВ_5$ – 1, на $БВ_6$ – 2 (рисунок 2).

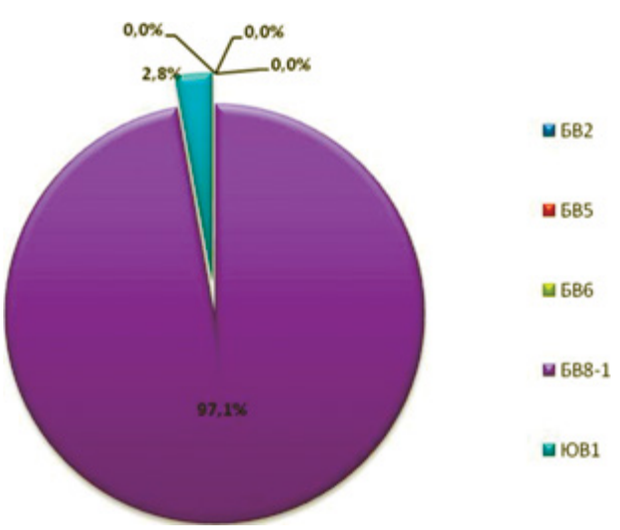
Обработки нагнетательных скважин в 2011-2015 гг. обеспечивались сервисной компанией ООО «Сервис-ТЭК» и проводились по технологиям CD-system, CL-system, DI + CL-system, RD + CL-system, ВДС + ВУС, ВУС, ВЭДС (ВЭДС + ВУС, ВЭДС + СКС + ПАВ + СПС + ЭС, ВЭДС + СПС + ЭС), ГОС, СКС + ПАВ + СПС + ЭС.

Средняя удельная дополнительная добыча на скважино-обработку за 2015 год составила 179,2 тонн. Наибольший эффект (64,7 тыс. тонн) от обработок текущего года (без переходящего) получен в 2015 году. При этом получена максимальная удельная эффективность от обработок – 798,8 тонн/скв. Эффективность ВПП в 2015 году снижается, что связано с повторными обработками около 45% нагнетательных скважин.

В большинстве случаев обработки нагнетательных скважин на залежах Вынгапуровского месторождения положительно сказались на работе окружающих добывающих скважин, позволили снизить (или стабилизировать) обводнённость продукции на различных участках при увеличении (или снижении темпов падения) добычи нефти. В целом от обработок ВПП, выполненных в 2015 году, сокращение добычи попутно добываемой воды составило – 84,2 тыс. тонн или 1,1 тыс. тонн на одну скважино-обработку.



Доля проведённых ВПП по объектам, %



Доля дополнительной добычи нефти по объектам за счёт ВПП, %

Рис. 2. Процентное соотношение операций и дополнительной добычи нефти от ОПЗ по объектам разработки за период 2011-2015 гг.

В результате выполненного анализа эффективности физико-химических методов воздействия на пласты путём ВПП за 2011-2015 гг. получено следующее: годовая дополнительная добыча нефти по проведенным обработкам по ВПП изменяется от 23,9 до 61,8 тыс. тонн, что составляет 0,4-1,8% от всей годовой добычи нефти по месторождению. Так как обработки приурочены в основном к объекту $БВ_8^1$, то эффект от ВПП выражается 0,6-2,7% от всего объёма добычи нефти по объекту $БВ_8^1$;

- средний прирост дебитов нефти по окружению – 4,5 тонн/сут., в том числе по объекту $БВ_8^1$ – 4,7 тонн/сут., по объекту $ЮВ_1$ – 3,3 тонн/сут., по остальным объектам прирост не получен;
- средняя успешность обработок за период применения ВПП – 81,7%;
- удельная эффективность за 2015 год в целом – 179,2 тонн/скв.-обр., по объекту $БВ_8^1$ – 629,6 тонн/скв.-обр., по объекту $ЮВ_1$ (район скважины №318ПО) – 525 тонн/скв-обр.;
- практически по всем скважинам, по которым выявлено влияние закачки, снижены темпы обводнения в среднем до 4,8%;
- продолжительность эффекта составила 133-175 сут.;
- отмечается сокращение попутно добываемой воды (в 2015 году – 84,2 тыс. тонн);
- после обработок наблюдается снижение приёмистости на 3,3% (с 246 до 238 $м^3$/сут).

Исходя из проведённого анализа геологического строения объекта разработки, следует, что все мероприятия должны быть адресными, а объектом воздействия должен быть не объект разработки в целом, а определённая зона. Параметры, характеризующие возможность технической реализации технологического процесса, уточняются для конкретных залежей нефти и используются при подборе участков.

В таблице 2 приведён перечень перспективных технологий ВПП.

В заключение следует отметить, что работы по физико-химическому воздействию потокоотклоняющими технологиями (ВПП), основанные на положительном опыте текущего применения, имеют значительный потенциал. Итогом этих мероприятий является снижение темпа обводнения и объёмов попутной воды по добывающему фонду [5].

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» уделяет особое внимание снижению затрат на добычу нефти с целью снижения себестоимости и увеличения объёмов продаж.

Это является важной научно-технической проблемой разработки нефтяных месторождений – как при наиболее полном извлечении нефти из недр сохранить высокие технико-экономические показатели работы предприятия.

Таблица 2. Перечень перспективных технологий ВПП.

Наименование технологии, входящей в группу	Состав химического раствора (композиции)	Аналогичные виды химических растворов
ВДПС (волокнисто-дисперсно-полимерная система)	ПАА – 0,05-0,25%; АХ – 0,005-0,01%; ДМ – 0,2-0,4%; техническая вода; суспензия ГП – 2-6%; техническая вода	ЩПСК, ПМС, МДС, PS-System
ВДС (вязко-дисперсионная суспензия)	ПАА – 1%; понизитель вязкости (АФ-41) – 2%; техническая вода или ПАА (АК-631) – 1,7%; ХКК – 0,1%; техническая вода	CD, ПС
СПС (сшитая полимерная система)	ПАА – 0,15-0,3%; АХ – 0,02-0,04%; техническая вода	CL, ГГК
ВУС (вязкоупругий состав)	ПАА – 0,3-0,5%; АХ – 0,01-0,04%; техническая вода	CL, РПС
ГОС (гелеобразующая система)	ПАА – 0,5-0,75%; АХ – 0,01-0,04%; техническая вода	ГАЛКА-Термогель, ВИС-1
ЭС (эмульсионный состав)	нефть или ДТ – 17%; эмульгатор – 3%; CaCl2 – 4%; техническая вода	222,3
ВЭДС (водно-эмульсионнно-дисперсный состав)	РДН-О – 0,75-1,0%; техническая вода	RD
ПАВ	ПАВ – 0,5-1,5%; техническая вода	
СКС (солянокислотный состав)	HCl – 12%; HF – 2-6%; смесь ПАВ – 1,5%; техническая вода	DI

ЛИТЕРАТУРА

1. Грайфер В.И., Галустянц В.А., Виницкий М.М., Шейнбаум В.С. Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: учебное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 299 с.
2. Ерёмин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 244 с.
3. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
4. Гумерский Х.Х., Жданов С.А., Гомзиков В.К. Прирост извлекаемых запасов нефти за счёт применения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2000. – №5. – с. 38-41.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – т. 1-4.

REFERENCES

1. Graifer V.I., Galustian V.A., Vinitsky, M.M., Sheinbaum V.S. Managing the development of oil and gas fields. Innovation activity: textbook. – M.: LLC “Nedra-Biznestsentr”, 2008. – 299 p.
2. Eremin N.A. Modern development of oil and gas. Smart well. Intelligent production field. Virtual company accounts: textbook for universities. – M.: LLC “Nedra-Biznestsentr” 2008. – 244 p.
3. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development oil and gas fields: a tutorial. – Krasnodar: LLC “Prosveschenie-Yug”, 2011. – 203 p.
4. Gomerski H.H., Zhdanov S.A., Gomsikov V.K. The Increase of recoverable oil reserves through the application of EOR // Oil industry. – M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2000. – №5. – p. 38-41.

УДК 622.276.66

Обоснование критерия прогнозирования увеличения дебита скважины по нефти после ГРП на примере девонских отложений Ромашкинского месторождения

М.В. Дюкова – аспирант
(Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина)

В абсолютном большинстве документов для определения критерия применимости гидроразрыва пласта (ГРП) используют в основном требования геологического и технологического характера: иметь в своей зоне объект с высокой расчлененностью коллектора; иметь необходимую толщину и выдержанность литологических экранов, отделяющих нефтенасыщенные и водогазонасыщенные зоны; пласты должны быть неоднородными по простиранию, заколонное пространство герметично, например, работы [1-9].

Задача выбора скважин-кандидатов для проведения ГРП в настоящее время решается в рамках различных подходов [10, 11], большинство из которых основаны на экспертных оценках. Развивают и более гибкие подходы на основе многокритериальных методов и методов нечетких множеств [12], позволяющие осуществить выбор, наиболее полно удовлетворяющий противоречивым критериям.

Анализ результатов проведения ГРП в скважинах Западной Сибири [13] показывает, что в большинстве

успешных воздействий наблюдается увеличение производной на характеристике вытеснения, выражающее повышение коэффициента нефтеотдачи. При этом, в случае постоянства показателя степени «универсального закона» до и после воздействия, полученный эффект достигается за счёт устранения негативного влияния скин-эффекта в ПЗ скважины.

Анализ результатов проведения ГРП в скважинах Ромашкинского месторождения основывается на данных «оригинальной базы». Показателями «оригинальной базы» данных являются значения данных непосредственно из эксплуатационной карточки каждой скважины (из базы данных «КИС-АРМИТС»), которые были подвергнуты преобразованию для их статистической обработки путем дополнительного расчёта параметров для проведения анализа ГРП. Основными данными, которые подверглись анализу, являются:

- доля деления по Парето дебита нефти до ГРП, %;
- дебит по нефти и жидкости за год до ГРП, т;
- дебит по нефти и жидкости за год после ГРП, т;
- средний дебит по нефти за один год до ГРП и дебита нефти после ГРП, т;
- кратность дебита по нефти до ГРП и дебита по нефти после ГРП;
- кратность дебита по нефти после ГРП к дебиту по нефти до ГРП.

Сопоставление параметров «оригинальной базы» данных с базой данных «ТатАСУ»

Первичная систематизация «оригинальной базы» данных проведена по девяти площадям (Зеленогорская, Павловская, Восточно-Лениногорская, Миннибаевская, Северо-Альметьевская, Зай-Каратайская, Абдрахмановская, Алькеевская, Сармановская), эксплуатационным объектом которых являются девонские отложения Ромашкинского месторождения. По каждой площади построен убывающий ранжированный ряд скважин по совокупности экстремальных технологических параметров, а именно: дебит по жидкости и нефти, обводнённость, затраты на ГРП, время технологической эффективности, технологическая эффективность и среднегодовая технологическая эффективность. Отметим, что все дальнейшие расчеты основываются на результатах среднегодовой технологической эффективности, поскольку этот показатель позволяет соответствующим образом нормировать величину накопленной технологической эффективности для добывающих скважин с различным сроком проявления технологического эффекта на период времени, принятого для анализа.

На начальном этапе анализа данных по «оригинальной базе» была проведена сравнительная оценка показателей с базой данных «ТатАСУ», а именно, сопоставление расчетных аналитических дебитов по нефти до и после ГРП с фактическими дебитами нефти до и после ГРП.

Рассмотрим зависимости дебита по нефти до ГРП и дебита по нефти после ГРП «оригинальной базы» данных и базы данных «ТатАСУ» на примере Зеленогорской площади НГДУ «Азнакаевскнефть». Сравнительные данные по двум подходам к решению одной и той же задачи с фактическими и расчетными данными показаны на рисунке 1.

Полученная модель позволяет увидеть, насколько близки результаты «оригинальной базы» данных и базы данных «ТатАСУ». В обоих случаях наблюдается линейный тренд, углы наклона которого, как видно из уравнений регрессий, очень близки (рисунок 1). Несомненно, встречаются небольшие отклонения в значениях данных, но особых изменений на результат они не оказывают. Результаты показывают, что, несмотря на рассеивание расчётных и фактических показателей, отмечается увеличение дебита по нефти после ГРП, причем наибольшее его увеличение достигается в скважинах с высокими дебитами по нефти до ГРП.

Результаты сопоставления дебита по нефти до ГРП и дебита по нефти после ГРП из «оригинальной базы» данных и базы данных «ТатАСУ» по площадям приведены в таблице 1.

По результатам сопоставления фактических дебитов скважины по нефти (база данных «ТатАСУ») с расчетными дебитами нефти («оригинальная база» данных), и основываясь на уравнениях регрессии, можно сказать, что у большинства анализируемых площадей (Зеленогорская, Миннибаевская, Северо-Альметьевская, Зай-Каратайская, Абдрахмановская, Сармановская) наблюдаются близкие по значению расчётные дебиты нефти с фактическими. Данные по этим площадям, в обоих случаях имеют линейный тренд, углы наклона которых очень близки. Отметим также, что результаты в таблице 1 свидетельствуют о том, что увеличение дебита нефти после ГРП характерно не только для Зеленогорской площади, но и для всех остальных рассматриваемых объектов. К полученному результату можно относиться как к достоверному, об этом свидетельствуют высокие

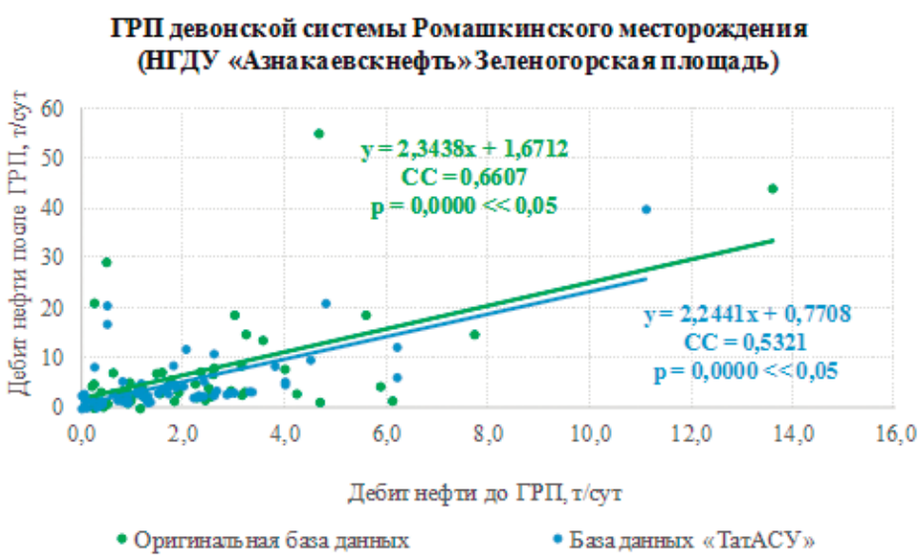


Рис. 1. Сопоставление фактических и расчетных дебитов нефти до и после ГРП «оригинальной базы» данных с базой данных «ТатАСУ» Зеленогорской площади НГДУ «Азнакаевскнефть».

Таблица 1. Статистически значимые закономерности сопоставления дебита скважины по нефти до и после ГРП из «оригинальной базы» данных и базы данных «ТатАСУ» по площадям.

Площади	Уравнение регрессии		Коэффициент корреляции (CC), доли ед.		Уровень значимости (p), %	
	«Оригинальная база» данных	База данных "ТатАСУ"	«Оригинальная база» данных	База данных "ТатАСУ"	«Оригинальная база» данных	База данных "ТатАСУ"
Зеленогорская	$y = 2{,}3438x + 1{,}6712$	$y = 2{,}2441x + 0{,}7708$	0,6607	0,5321	99,9999	99,9999
Павловская	$y = 0{,}391x + 3{,}6353$	$y = 2{,}2441x + 0{,}7708$	0,4236	0,5321	99,9689	99,9999
Восточно-Лениногорская	$y = 0{,}6667x + 4{,}7483$	$y = 0{,}8965x + 3{,}0333$	0,318	0,3605	99,9756	99,9899
Миннибаевская	$y = 0{,}7451x + 4{,}6127$	$y = 0{,}9717x + 3{,}0777$	0,3856	0,5015	99,9999	99,9999
Северо-Альметьевская	$y = 0{,}8808x + 5{,}0114$	$y = 1{,}184x + 3{,}1308$	0,3808	0,5792	99,9999	99,9999
Зай-Каратайская	$y = 1{,}4117x + 2{,}0928$	$y = 1{,}3988x + 1{,}89$	0,697	0,7484	99,9999	99,9999
Абдрахмановская	$y = 0{,}8866x + 3{,}4881$	$y = 0{,}9571x + 3{,}0812$	0,3912	0,5147	99,9998	99,999
Алькеевская	$y = 0{,}3026x + 6{,}1041$	$y = 0{,}458x + 4{,}1882$	0,3232	0,1795	99,9632	99,7167
Сармановская	$y = 1{,}3888x + 3{,}1881$	$y = 1{,}3459x + 2{,}2596$	0,5721	0,663	99,9999	99,9999

значения уровня значимости у большинства корреляций (все они выше 99%).

Исходя из графика на рисунке 1, а также предыдущих количественных статистических показателей (таблица 1) заключаем, что построенная модель «оригинальной базы» данных заслуживает доверия и зафиксированные соотношения могут быть подвергнуты дальнейшей содержательной интерпретации.

Обоснование критерия прогнозирования увеличения дебита скважины по нефти после ГРП

При создании «оригинальной базы» данных по каждой рассматриваемой скважине (880 ед.) анализируемых площадей дополнительно был рассчитан следующий параметр – доля деления по Парето дебита нефти до ГРП [14], выраженный в процентах, все значения дебита нефти до ГРП в каждой скважине были ранжированы по убыванию ряда. Далее высчитывались удельный порядковый номер ранга величины дебита нефти до ГРП, доля дебита нефти до ГРП и суммарная доля дебита нефти до ГРП. Затем по формуле (1) высчитывалась доля деления по Парето.

$$x = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{q_{ср.м}}{q_{ср.б}}}} \qquad (1)$$

где $q_{ср.м}$ – среднее значение дебита нефти до ГРП меньшей доли Парето;

$q_{ср.б}$ – среднее значение дебита нефти до ГРП большей доли Парето.

На рисунке 2 показаны зависимости доли деления по Парето дебита нефти до ГРП от кратности дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП на примере Павловской и Зеленогорской площадей.

Исходя из полученных графиков (рисунок 2), выявляется интересный факт – в области значений доли деления по Парето дебита нефти до ГРП от 15 до 50 наблюдается соответствующее уменьшение кратности дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП. Т.е. в зависимости от значений доли деления по Парето дебита нефти до ГРП, увеличение кратности дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП будет различным.

Отметим, что взаимосвязи переменных, зафиксированные в модели (рисунок 2), являются статистически значимыми на 99% доверительном уровне, об этом свидетельствуют уровень значимости ($p \leq 0{,}005$). Данная зависимость отчетливо прослеживается на всех девяти площадях (таблица 2).

Как следует из полученной сводки (таблица 2), построены достаточно неплохие модели. На что следует обратить внимание – это высокий уровень значимости в последней колонке, где оценивается модель в целом. Они составляют более 99% в каждой площади, что говорит об очень высокой статистической значимости построенных моделей.

Таким образом, установлено, что теоретически обоснованный принцип прогнозирования критерия технологической эффективности по доле деления по Парето дебита скважины нефти до ГРП подтверждается результатами анализа 880 ГРП, реализованных в условиях девонских отложений Ромашкинского месторождения

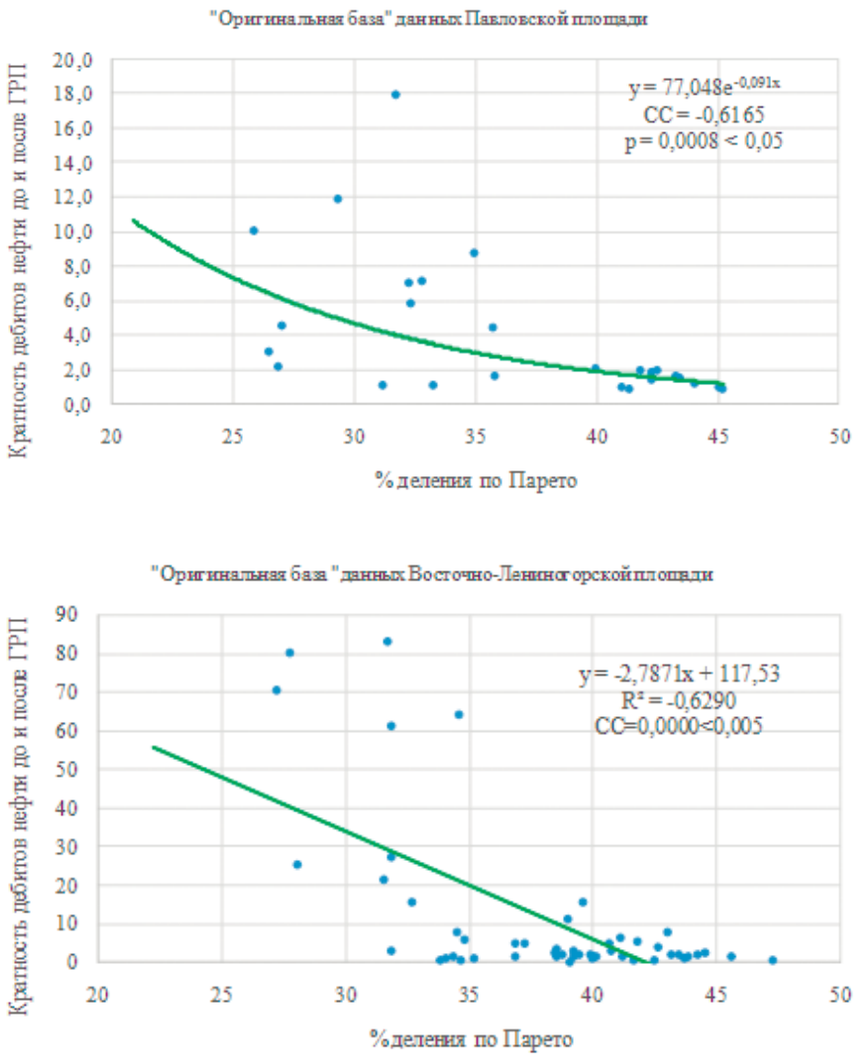


Рис. 2. Зависимость доли деления по Парето по дебиту нефти до ГРП от кратности дебитов нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП по Павловской и Восточно-Лениногорской площадям.

в ПАО «Татнефть». Отмечена строгая зависимость показателя изменения кратности дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП от доли деления по Парето дебита нефти до ГРП, который назван нами критерием, и который приводит к следующему результату: чем меньше доля деления по Парето дебита нефти до ГРП, тем больше кратность дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП.

Пример:

На рисунке 3 приведена графическая иллюстрация результатов расчета относительно удельного счёта и суммарной доли упорядоченной по убыванию дебита нефти до ГРП. Численное значение доли деления по Парето дебита скважины нефти до ГРП, исходя из формулы (1), значение деления по Парето составляет 24,9%.

На основании использование формулы (1) при определении доли деления по Парето и зависимости (рисунок 2) оценочные расчеты прогнозируют повышение дебита нефти после ГРП как минимум в 10-15 раз.

Сопоставив данные дебита нефти за разный период времени (за месяц до и после ГРП, за три месяца до и после ГРП, за год до и после ГРП, за два года до и после ГРП), получаем, что в первые три месяца наблюдается резкое повышение эффективности ГРП в скважине (таблица 3). Численные значения показывают, что сумма дебита нефти за год после ГРП увеличилась по медиане в 41,4 раза (по средней величине в 28,6 раза).

Выводы

1. Полученная «оригинальная база» путем преобразования дополнительных параметров для проведения анализа ГРП демонстрирует подобные результаты с результатами базы данных «ТатАСУ». Сравнительные результаты по двум базам данных к решения одной и той же задачи показаны на рисунке 1 и в таблице 1. Исходя из полученных результатов, заключаем, что проведенный анализ, основываясь на данных, представленных в «оригинальной базе» заслуживает доверия.

Таблица 2. Статистически значимые закономерности зависимости доли деления по Парето дебита нефти до ГРП от кратности дебитов после ГРП к дебиту нефти до ГРП.

Площади	Уравнения регрессии	Коэффициент корреляции (CC), доли ед.	Уровень значимости (p), %
Зеленогорская	$y = -0{,}7566\,x + 33{,}282$	-0,3823	99,9969
Павловская	$y = 77{,}048\,e^{-0{,}091\,x}$	-0,6165	99,9999
Восточно-Лениногорская	$y = -1{,}6358\,x + 70{,}438$	-0,6290	99,9989
Миннибаевская	$y = -0{,}4328\,x + 20{,}929$	-0,2642	99,9998
Северо-Альметьевская	$y = -0{,}438\,x + 21{,}553$	-0,3084	99,9998
Зай-Каратайская	$y = -18{,}6\ln(x) + 72{,}41$	-0,9802	99,9996
Абдрахмановская	$y = 43{,}284\,e^{-0{,}075\,x}$	-0,3241	99,9974
Алькеевская	$y = 456{,}0\,e^{-0{,}12\,x}$	-0,999	99,9951
Сармановская	$y = 82391\,x^{-2{,}717}$	-0,4552	99,9995

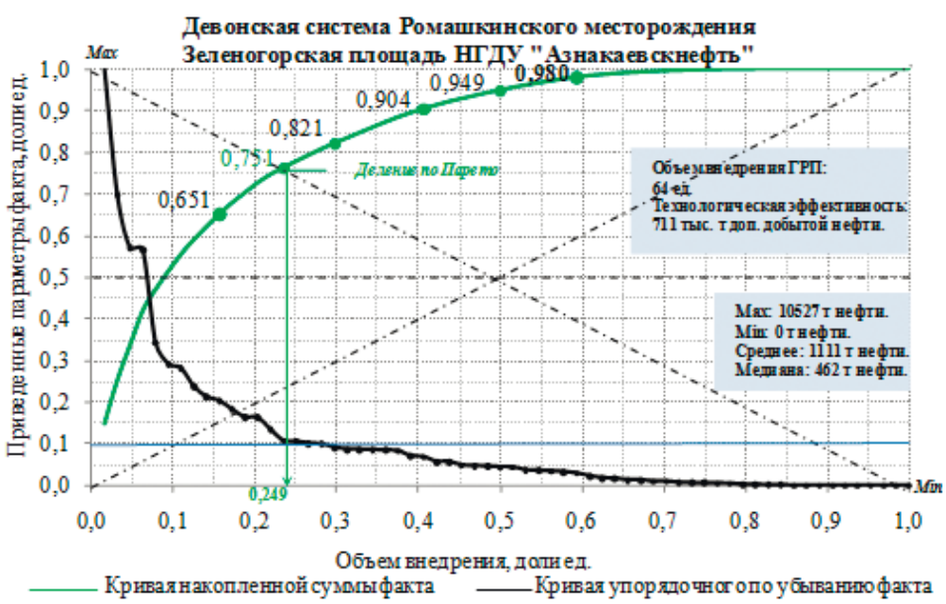


Рис. 3. Характер распределения суммарного дебита нефти до ГРП.

2. Аналитические исследования показали, что на основе значений доли деления по Парето дебита нефти до ГРП, увеличение кратности дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП будет различным. На основании этого обоснован критерий, который приводит к следующему результату – чем меньше доля деления по Парето дебита нефти до ГРП, тем больше кратность дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП. Данное заключение отчетливо выражается на всех площадях, представленных в табличном виде (таблица 2) с 99% доверительной вероятностью.

Таблица 3. Численные значения результатов суммы дебитов нефти за разный период.

Наименование переменной	Численные значения результатов расчета							
	Дебит нефти до ГРП				Дебит нефти после ГРП			
	2 года	1 год	3 мес	1 мес	2 года	1 год	3 мес	1 мес
Сумма	22,2	8,6	1,1	0,09	439,8	240,0	40,7	9,5
Средняя величина	0,9	0,7	0,4	-	18,3	20,0	13,6	-
Медиана	1,0	0,5	0,3	-	17,8	20,7	15,1	-
	Увеличение дебита нефти							
	по средней величине				по медиане			
	2 года	1 год	3 мес	1 мес	2 года	1 год	3 мес	1 мес
	20,3	28,6	34,0	-	17,8	41,4	50,3	-

ЛИТЕРАТУРА

1. Сапожников А.Е., Муравьев А.Е. Особенности проведения ГРП в терригенных коллекторах месторождений высоковязких нефтей Удмуртской Республики // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - М.: ОАО «НК «Роснефть», – 2007.– №5. – с. – 46.
2. Иванов С.А. и др. Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта (на примере Повховского месторождения – пласт БВ8) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – №10. – с. 42, 90.
3. Соловьева В.Н. и др. (КубГТУ). Необходимый дополнительный критерий выбора объекта для проведения ГРП // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2009. – №6. – с. 26, 45.
4. Курамшин Р.М. Методика технико-экономического прогнозирования эффективности проведения ГРП // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 1999. – №4. - с. 18.
5. Малышев Г.А., Малышев А.Г. Проектирование ГРП в геолого-физических условиях конкретных скважин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО/Сб.ст. II-й науч.-прак. конф.– Ханты-Мансийск: – 1998. – с. 332.
6. Малышев А.Г. и др. Анализ влияния технологических факторов и механических свойств горных пород на эффективность ГРП // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 1997. – №2. – с. 224.

REFERENCES

1. Sapozhnikov A.E., Muravyev A.E. Features of hydraulic fracturing in Sandstone reservoirs of high-viscosity oil fields of the Udmurt Republic // Nauchno-tekhnicheskiy Vestnik PJSC “Rosneft Oil Company”. - M.: PJSC “Rosneft Oil Company”, – 2007.– №5. – p. 46.
2. Ivanov S.A. et al. The Study of the influence of geological-technological parameters on the efficiency of hydraulic fracturing (for example Puhovskaja field – layer БВ8) // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2009. – №10. – p. 42, 90.
3. Solovieva V.N. et al. (KubSTU). Necessary additional criterion for the selection of the object to fracturing // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", – 2009. – №6. – p. 26, 45.
4. Kuramshin R.M. Method feasibility of predicting the effectiveness of hydraulic fracturing // Oilfield business. – M.: PJSC "VNIIOENG", – 1999. – №4. - p 18.
5. Malyshev A.G., Malyshev A.G. Fracture Engineering geological and physical conditions of specific wells // Ways of realization of oil and gas potential KHMAO/ II-nd scientific.-practice. Conf.– Khanty-Mansiysk: – 1998. – p. 332.
6. Malyshev A.G. et al. Analysis of the influence of technological factors and mechanical properties of rocks on the efficiency of hydraulic fracturing // Oil industry. – M.: CJSC “Publishing house Oil industry”, 1997. – №2. – p. 224.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

7. Леванова Е.В. Прменение метода ГРП для повышения выработки запасов нефти на объектах Ромашкинского месторождения // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011. – №1. – с. 32–36.
8. Шакурова А.Ф. Исследование параметров, влияющих на эффективность ГРП в условиях Ромашкинского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2010. – №1 – с. 17, 47.
9. Альмухаметова Э.М., Евдокимов Е.В Выбор скважин для гидроразрыва пласта. Международная научно-практическая конференция «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа», Уфа, 23 апр., 2014 в рамках 22 международной специализированной выстаки «Газ. Нефть.Технологии 2014». Уфа: – 2014. – с. 40.
10. Джавадян А.А., Гавура В.Е. Современные методы повышения нефтеотдачи пластов и новые технологии на месторождениях Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 1993. – №10. – с. 6.
11. Ибатуллин Р.Р., Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С. Проблемы и перспективы развития методов увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений Татарстана // Повышение нефтеотдачи пластов: 12-й Европейский симпозиум, Казань, 8-10 сентября 2003. – Казань: 2003. – с. 440–444.
12. Ибатуллин Р.Р., Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г, Хисамов Р.С. Интенсификация добычи нефти и газа: Международный технологический симпозиум, Москва, 26-28 марта 2003 г. М.: 2003. – с. 21-27.
13. Гусев С.В., Бриллиант Л.С., Янини А.Н. Результаты широкомасштабного применения ГРП на месторождениях Западной Сибири. - Материалы совещания «Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений» (Альметьевск, 1995 г.) М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 1996. – с. 291-303.
14. Дюкова М.В.. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта по принципу Парето в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения // Недропользование XXI век. – М.: Ассоциация организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр» –2017. – №6. – с. 34–39.

REFERENCES (ending)

7. Levanova E.V. Smooth with a method of hydraulic fracturing to increase production oil reserves of the Romashkinskoye field objects // Scientific notes of Almetyevsk state oil Institute. – Almetyevsk: Almetyevsk state oil Institute, 2011. – №1. – p. 32-36.
8. Shakurova A.F. Study of parameters influencing efficiency of hydraulic fracturing in terms of the Romashkinskoye oil field // Oilfield business. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2010. – №1 – p. 17, 47.
9. Almuhametova E.M., Evdokimov E.V. In the Selection of wells for fracturing. International scientific-practical conference "Problems and methods of ensuring the reliability and security of transport systems of oil and gas", Ufa, 23 APR., 2014 at the 22 international specialized Gas exhibition. Oil. Technology 2014. Ufa: 2014. – p. 40.
10. Javadyan A.A., Gavura V.E. Modern methods of enhanced oil recovery and new technology in the fields of the Russian Federation // Oil industry. – M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 1993. – №10. – p. 6.
11. Ibatullin R.R., Muslimov R.Kh., Khisamov R.S. Problems and prospects of development of methods of increase of oil recovery at the late stage of field development of Tatarstan // Improved oil recovery: the 12th European Symposium, Kazan, 8-10 September 2003. – Kazan: 2003. – p. 440-444.
12. Ibatullin R.R., Takhautdinov Sh. F., Ibragimov N.G., Khisamov R.S. Intensification of oil and gas production: international technology Symposium, Moscow, March 26-28, 2003, M.: 2003. – p. 21-27.
13. Gusev S.V., Brilliant L.S., Janine A.N. The results of the large-scale use of hydraulic fracturing in the oil fields of Western Siberia. Materials of the meeting "Development of oil and gas fields" (Almetyevsk, 1995) – M.: PJSC "VNIIOENG", – 1996. – p. 291-303.
14. Dyukova M.V. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing Pareto principle in terms of the Devonian deposits Romashkinskoye field // Subsoil XXI century. – M.: Association of organizations in the field of subsoil use "National Association for subsoil use auditing" - 2017. – №6. – p. 34-39.

УДК 622.276.66

Газово-хроматографо-масс-спектрометрический анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов битумминозных отложений Нигерии

Нвизуг-Би Лейи Клюверт – аспирант;
О.В. Савенок – доктор технических наук, профессор
(Кубанский государственный технологический университет)

Общий нефтяной углеводород (НУ) является показателем доли углеводородов, обнаруженных в сырой нефти. Полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) состоят из трёх или более конденсированных бензольных колец, содержащих только углерод и водород (см. рис. 6). Различия в конфигурации колец могут приводить к различиям в свойствах. ПАУ представляют собой класс органических соединений, образуются, когда сложные органические вещества подвергаются воздействию высоких температур или давлений [3, 10]. ПАУ известны несколькими названиями, такими как: бензо (a) антрацен, бензо (a) пирен, бензо (e) пирен, бензо (g, h, i) перилен, бензо (k) флуорантен, хрисен, коронен, дибенз (a, h) акридин, дибенз (a, h) антрацен и пирен. Некоторые из свойств ПАУ следующие: при комнатной температуре это твердые вещества с очень низкой летучестью и относительно высокой молекулярной массой, растворимые во многих органических растворителях, относительно нерастворимые в воде, большинство из них можно окислять и разлагать на более простые вещества [1, 2, 3].

ПАУ находятся в отраслях, которые производят или используют каменноугольную смолу, кокс или битум (асфальт). Каменноугольный пек и креозот, представляющие собой сложные смеси жидких и твердых ароматических углеводородов, образующихся в коксовых печах, содержат значительные количества бензо (a) пирена и других ПАУ [7, 8, 10].

Месторождение Окитипупа находится в пределах битуминозного пояса Дагомеи с координатами 6030 'N 4046'. Осадочные породы Окитипупы состоят в основном из постмеловых отложений и меловой Абеокуты. Подвальный комплекс состоит в основном из среднезернистых гнейсов. Это расщепленные горные породы, часто встречающиеся в качестве наружных культур. На поверхности этих обнажений видны сильно искаженные, чередующиеся полосы темных и светлых минералов. Эти полосы из светлых минералов, по существу, являются полевым шпатом и кварцем. Темные цветные полосы содержат обильную биотическую слюду. Небольшая часть штата Ондо, особенно на северо-востоке, покрыта крупнозернистыми гранитами и гнейсами, темными ферромагнезиальными минералами [4, 5, 6].

Материалы и методы исследования. Образцы битума экстрагируют, берут 0,1 мл битума и растворяют в 20 мл дихлорметана. Его обрабатывают в вихревом смесителе в течение 1-5 минут, смесь фильтруют стеклянной ватой и стеклянной воронкой. Затем 5 мл дихлорметана используют для ополаскивания стекловаты, чтобы фильтровать все анализируемые вещества. Фильтрат, готовый для анализа НУ и ПАУ, передается в винтовой колпачок из тефлона. НУ анализируют с помощью газового хроматографа (ГХ), ПАУ анализируют с помощью газового хроматографа с масс-спектрометром (ГХ-МС). Если образцы не анализируются сразу, они хранятся в холодильнике при +4 °C.

Результаты и обсуждение. ГХ-МС анализ общих НУ и полициклических ароматических углеводородов показал наличие 16 соединений ПАУ, содержащихся в образцах битума с НУ (см. таблица 1). Структурные формулы некоторых выбранных ПАУ также показаны на рисунке (см. рис. 6).

Как показано в таблице 1, общие нефтяные углеводороды 208 мг/л были получены из образцов битума, использованных в этом исследовании. Анализ показал большую концентрацию бензо (a) пирена, затем бензо (b) флуорантена, бензо (к) флуорантена, идено (1, 2, 3-cd) пирена, О-терфенила. В ходе эксперимента было измерено время удержания, количество ионов, реакция, концентрация и отклонение ионов, полученных из полициклических ароматических углеводородов (см. таблица 2). Показана нелинейная зависимость между концентрацией и временем удерживания (см. рис. 2), величинами среднего отклонения ионов и времени удерживания (см. рис. 3) и средними значениями отклонения ионов с концентрацией (см. рис. 4). На рисунке 5 анализируются показатели газового хроматографа общих НУ.

Рис. 1. Карта показывающая область исследования.

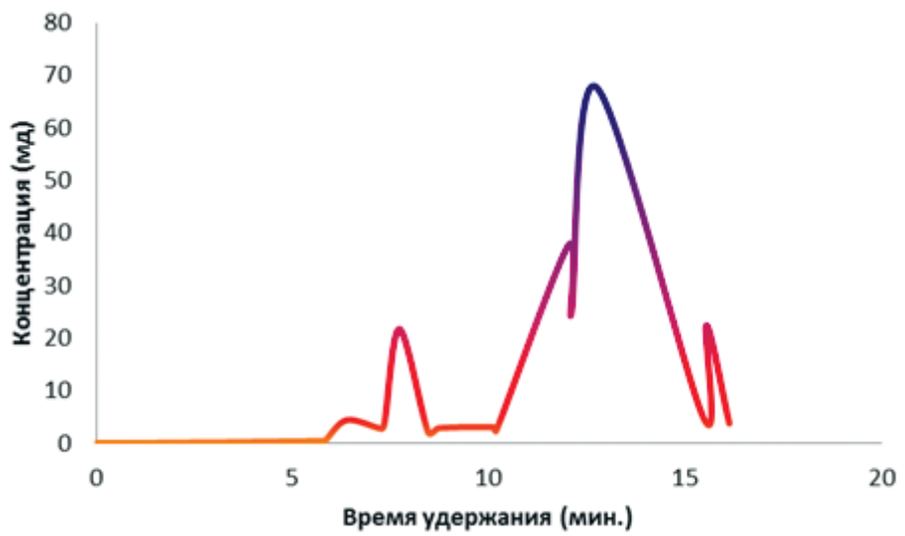


Рис. 2. Нелинейная зависимость между концентрацией и временем удерживания.

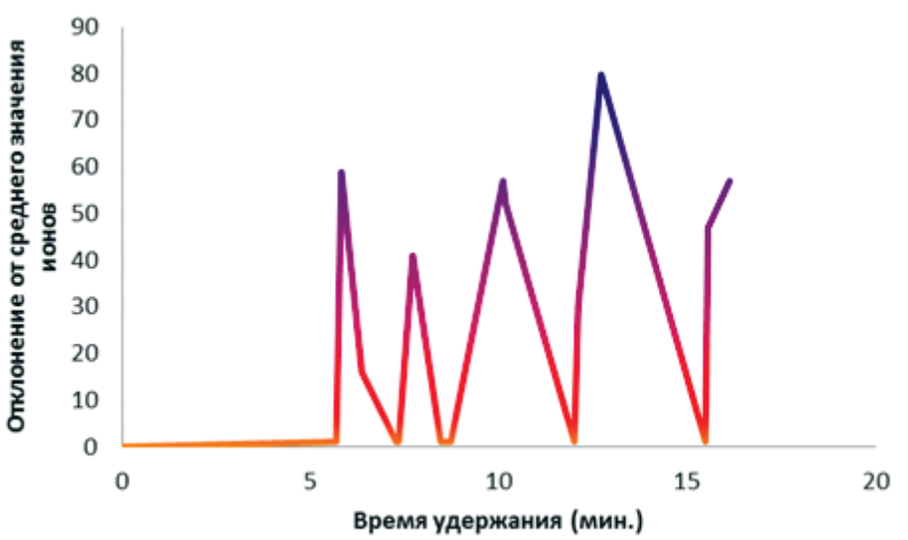


Рис. 3. Нелинейная зависимость между средним значением отклонения ионов и временем удерживания.

Таблица 1. Соединения ПАУ, содержащиеся в образцах битума с НУ.

Месторождение: Окитипупа	Методика	Концентрация, млн$^{-1}$
ПАУ, мг/л	Газового хроматографа-масс-спектрометра	252626
НУ, мг/л		
Нафталин	**USEPA 8270**	-
Аценафтилен		0,54
Аценафтен		0,57
Флуорен		4,55
Антрацен		2,91
Фенантрен		4,56
О-Терфенил		21,87
Флюорантен		2,22
Пирен		3,02
Бенз (а) антрацен		3,18
Хризен		2,51
Бензо(b) флюорантена		37,70
Бензо (к) флюорантена		25,13
Бензо (а) пирена		67,94
Дибензо (а, h) антрацена		4,97
Идено (1, 2, 3-cd) пирена		22,56
Бензо(g, h, i) перилен		3,99
ПАУ		208,22
ПАУ - полициклические ароматические углеводороды, НУ - общие нефтяные углеводороды, ГХ - газовый хроматограф		

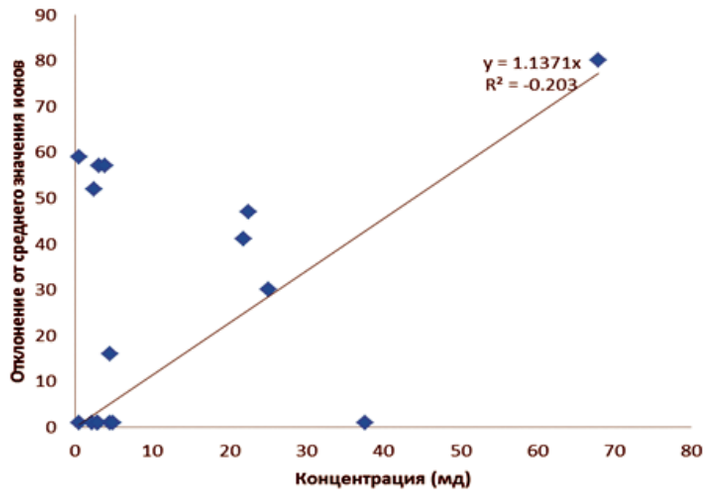


Рис. 4. Нелинейная зависимость средних значений отклонения ионов от концентрации.

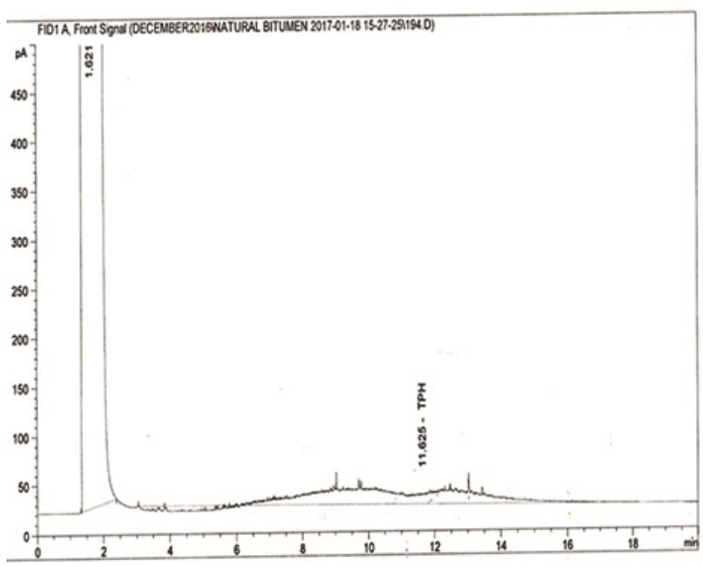
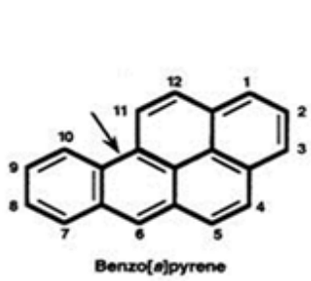
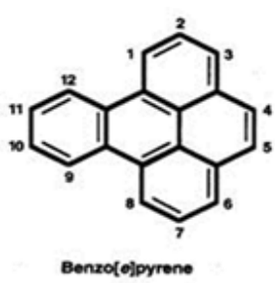
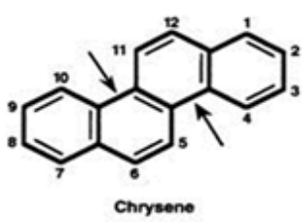


Рис. 5. Газовый хроматограф общих нефтяных углеводородов.







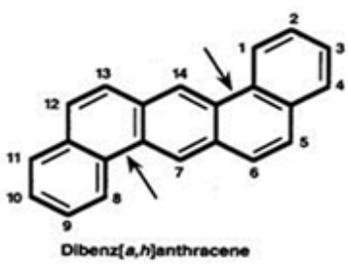


Рис. 6. Структурные формулы для выбранных полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), стрелки указывают зоны залива [3].

Таблица 2. Время удержания, количество ионов, концентрация и отклонение от среднего значения ионов.

НУ	Сокращение	Время удержания	Количество ионов	Реакция	Концентрация (млн$^{-1}$)	Отклонение от среднего значения ионов
Нафталин	N	0.00	0	0	0.00	0
Аценафтилен	Acl	5.672	152	53	0.54	1
Аценафтен	Ace	5.807	153	57	0.57	59
Флуорен	F	6.369	165	320	4.55	16
Антрацен	An	7.262	178	326	2.91	1
Фенантрен	P	7.340	178	532	4.56	1
О-Терфенил	OTP	7.712	230	295	21.87	41
Флюорантен	Fl	8.439	202	286	2.22	1
Пирен	Py	8.712	202	384	3.02	1
Бензо(а)антрацен	BaA	10.096	228	318	3.18	57
Хризен	C	10.171	228	265	2.51	52
Бензо(b)флюорантена	BbF	12.004	252	589	37.70	1
Бензо (k) флюорантена	BkF	12.090	252	513	25.13	30
Бензо (а) пирена	BaP	12.716	252	1037	67.94	80
Дибензо(а, h)антрацена	DA	15.452	276	34	4.97	1
Идено(1, 2, 3-cd)пирена	ID	15.527	278	100	22.56	47
Бензо(g, h, i)перилен	BgP	16.108	276	43	3.91	57

ПАУ-полициклические ароматические углеводороды, сокращение, время удержания, количество ионов, реакция, концентрация, отклонение от среднего значения ионов.

Экспериментальные данные привели к следующим выводам.

1. Образцы битума содержали 16 полициклических ароматических углеводородных соединений (ПАУ).
2. Полициклические ароматические углеводородные соединения (ПАУ) отличаются концентрацией, полученной в образцах битума.
3. Общие нефтяные углеводороды (НУ) 208,22 мг/л были получены из образцов битума.
4. Образцы битума имеют относительно высокую молекулярную массу из-за своего состава полициклических ароматических соединений.
5. Различная концентрация соединений в образцах битума, возможно, способствует его высокой вязкости.
6. Знание различных соединений, которые химически связаны друг с другом в образцах битума, может помочь в разработке химической технологии для снижения высокой вязкости образцов битума.

ЛИТЕРАТУРА

1. Christopher M.R. GC-MS analysis of Total Petroleum Hydrocarbons and Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in seawater samples after the North Cape oil spill / Christopher M.R., James G.Q. // Marine Pollution Bulletin, vol.38, №2, 1999. – p. 126-135.
2. Hussein I.A. A review on Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Sources, environmental impacts, effect on human health and remediation/ Hussein I.A, Mona S.M. // Egyptian Journal of Petroleum, vol. 25, - 2016. – p. 107-123.
3. Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR). Case studies in environmental medicine: Toxicity of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons / ATSDR // 2009. – p. 9–10.
4. Adegoke O.S. Geological Guide to some Nigerian Cretaceous – Recent Localities / O.S. Adegoke // 7th African Micropalaeontological Colloquim, Ile – Ife, 1976. – p. 95.
5. Nwizug-bee L.K. Classification of Hard-to-recover Reserves on the Territory of the Federal Republic of Nigeria / Nwizug-bee, L.K., Savenok O.V., Moses Y. N // Scientific and methodical journal: Science, Technology and Education №11 (17), 2015. – p. 18.
6. Adegoke O.S. Tar Sand Project Phase II – Estimation of Reserves, Materials Testing and Chemical Analysis / Adegoke O. S // Geological Consultancy Units, University of Ife, Nigeria, 1976. – p. 10.
7. Adegoke O.S. The Geology of the Nigerian Tar Sands / O.S. Adegoke, M. Omotsola, S. Coker // 5th UNITAR Conference, Caracas , 1991. – p. 369–385.
8. Adelu R. Development Prospects for the Bituminous Deposits in Nigeria / R. Adelu, E. Fayose // 5th UNITAR Conference, Caracas, 1991. – p. 509 –515.
9. Ademodi B. Recovery of Bitumen from Nigerian Tar Sands – Feed Preparation and Solvent Extraction Studies / B. Ademodi, O. Dewodu, T. Oshonowo et al. // 7th Miami International Conference on Alternative Energy Sources, 1985. – p. 2.
10. Adewusi V.A. Aspect of Tar Sands Development in Nigeria / Adewusi V.A // Energy Sources vol. 14, 1992. – p. 305 – 315.

REFERENCES

1. Christopher M.R. GC-MS analysis of Total Petroleum Hydrocarbons and Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in seawater samples after the North Cape oil spill / Christopher M.R., James G.Q. // Marine Pollution Bulletin, vol.38, №2, 1999. – p. 126-135.
2. Hussein I.A. A review on Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Sources, environmental impacts, effect on human health and remediation/ Hussein I.A, Mona S.M. // Egyptian Journal of Petroleum, vol. 25, - 2016. – p. 107-123.
3. Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR). Case studies in environmental medicine: Toxicity of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons / ATSDR // 2009. – p. 9–10.
4. Adegoke O.S. Geological Guide to some Nigerian Cretaceous – Recent Localities / O.S. Adegoke // 7th African Micropalaeontological Colloquim, Ile – Ife, 1976. – p. 95.
5. Nwizug-bee L.K. Classification of Hard-to-recover Reserves on the Territory of the Federal Republic of Nigeria / Nwizug-bee, L.K., Savenok O.V., Moses Y. N // Scientific and methodical journal: Science, Technology and Education №11 (17), 2015. – p. 18.
6. Adegoke O.S. Tar Sand Project Phase II – Estimation of Reserves, Materials Testing and Chemical Analysis / Adegoke O. S // Geological Consultancy Units, University of Ife, Nigeria, 1976. – p. 10.
7. Adegoke O.S. The Geology of the Nigerian Tar Sands / O.S. Adegoke, M. Omotsola, S. Coker // 5th UNITAR Conference, Caracas , 1991. – p. 369–385.
8. Adelu R. Development Prospects for the Bituminous Deposits in Nigeria / R. Adelu, E. Fayose // 5th UNITAR Conference, Caracas, 1991. – p. 509 –515.
9. Ademodi B. Recovery of Bitumen from Nigerian Tar Sands – Feed Preparation and Solvent Extraction Studies / B. Ademodi, O. Dewodu, T. Oshonowo et al. // 7th Miami International Conference on Alternative Energy Sources, 1985. – p. 2.
10. Adewusi V.A. Aspect of Tar Sands Development in Nigeria / Adewusi V.A // Energy Sources vol. 14, 1992. – p. 305 – 315.

УДК 622.245.422

Результаты исследований физико-механических свойств тампонажных составов для цементирования скважин в сложных горно-геолонических условиях

Табатабаи Моради Сейед Шахаб – аспирант;
Н.И. Николаев – доктор технических наук, профессор;
Дженифер Регина Эрнандес Рекена – аспирант
(Санкт-Петербургский горный университет)

В связи с истощением месторождений с мелкозалегающими пластами всё больше работ, связанных со строительством нефтяных и газовых скважин, приходится проводить на больших глубинах в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур. Высокое пластовое давление на таких месторождениях свидетельствует о возможно бульшем объёме углеводородов по сравнению с месторождениями с обычным давлением. В связи с этим, такие месторождения являются экономически привлекательными, несмотря на технические и технологические трудности, возникающие при бурении и строительстве скважин [1].

Важным направлением обеспечения качественного крепления скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур является разработка тампонажных составов, повышающих герметичность затрубного пространства.

На качество цементирования скважин влияют многочисленные геолого-технические факторы, а также свойства тампонажного раствора и цементного камня [2]. Неудачи при проведении процесса цементирования могут приве-сти к осложнениям в период эксплуатации скважин и стать причиной прорыва пластовых флюидов из соседних пластов; подтягивания подошвенной воды к перфорационным отверстиям; прорыва газа из соседних пластов и газовой шапки к перфорационным отверстиям; потери нефти и газа за счёт перетока в пласты с низкими пластовыми давлениями; заколонных водоперетоков в непродуктивной части разреза; грифонообразований, загрязнения недр и окружающей среды [3-7].

Цементный камень должен обладать высокими прочностным характеристиками для обеспечения надежности крепи скважины и выдерживания больших нагрузок в течение всего эксплуатационного периода скважины. Прочностные характеристики цементного камня определяют его временное сопротивление сжатию, изгибу или растяжению.

В данной работе исследуются основные физико-механические свойства цементного камня, в том числе прочность на сжатие, прочность при изгибе, расширение и адгезия к стали.

Исследования по определению физико-механических свойств цементного камня проводились для разработанных тампонажных составов (таблица 1), включающих реагенты, добавленные с целью регулирования основных свойств тампонажного раствора и цементного камня:

Таблица 1. Разработанные тампонажный составы.

№	Состав	Гипан, % от массы вяжущей смеси	Плотность упаковки
1	ПЦТ-I-100 (65), Кварцевая Пыль (15), Гематит (20)	2,25	0,6549
2	ПЦТ-I-100 (70), Кварцевый Песок (5), Гематит (25)	3,00	0,6508
3	ПЦТ-I-100 (65), Кварцевый Песок (15), Гематит (20)	3,25	0,5804
4	ПЦТ-I-100 (70), Кварцевая Пыль (5), Гематит (25)	2,50	0,5781

• гематит в качестве утяжелителя для обеспечения высокой плотности раствора;

• кварцевый песок или кварцевая пыль для обеспечения высоких прочностных характеристик цементного камня;

• гипан (гидролизованный полиакрилонитрил) для регулирования водоотделения тампонажных растворов.

Ко всем системам добавлены каолинит и лигносульфонат в количестве 1% от массы вяжущей смеси. Каолинит действует в качестве структурообразователя для обеспечения седиментационной устойчивости тампонажного раствора. Лигносульфонат введён в качестве пластификатора для регулирования времени загустевания тампонажного раствора. Водоцементное отношение для всех систем оставляет 0,5.

Представленные составы в таблице 1, разработаны по результатам гранулометрического исследования сухих компонентов, входящих в состав тампонажного материала. При данном анализе используется модель Туфара (Toufar) и рассчитывается теоретическое значение плотности упаковки тампонажной смеси.

Испытания по определению прочностных характеристик цементного камня проводились на образцах, изготовленных в специально разработанных формах (рисунки 1 и 2).

Формы выдерживались в специальных ячейках (рисунок 3) при высоких давлениях и температурах в течение определенного времени.

Результаты исследований прочности на сжатие и изгиб цементных образцов, содержащих гипан, представлены на рисунках 4–5. Прочностные характеристики показаны при нормальных условиях и при условии высоких давлений и температур (160 °С и 4 МПа).

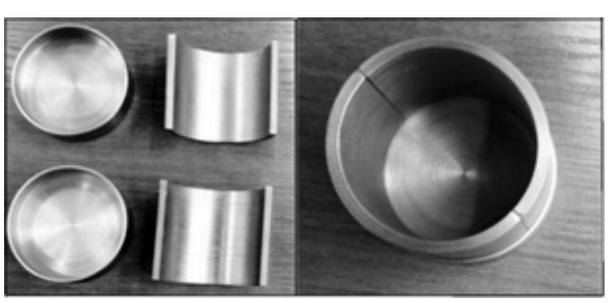


Рис. 1. Цилиндрические формы для испытания прочности на сжатие.

Рис. 2. Цилиндрические формы для испытания прочности при изгибе.

Из представленных рисунков 4, 5 следует, что, во-первых, при нормальных условиях системы с высокой плотностью упаковки являются более прочными, так как они более компактные. Результаты также показывают, что с повышением температуры и давления прочность на сжатие цементных образцов повышается в среднем на 33%, а прочность при изгибе – на 25%, что связано с содержанием кварца в их составах.

Кварцевый песок и кварцевая пыль при нормальных условиях являются практически инертными компонентами. Но при повышенных температурах кварц активно взаимодействует с гидроксидом кальция и гидросиликатами и гидроалюминатами. При гидратации цемента в нормальных условиях в кристаллической структуре камня формируется сложно-структурный минерал тоберморит, который при повышении температуры образует слабую и одновременно пористую структуру. Добавление кварца к системе позволяет получить условия, при которых тоберморит может переходить в ксонотлит, который является более устойчивым кристаллогидратом и не претерпевает в дальнейшем фазовых превращений [8-10].

Низкие адгезионные характеристики и усадки цементного камня при его твердении приводят к отсутствию хорошего его сцепления с обсадной колонны и стенками скважины.

Оксид магния (MgO) добавлен в качестве расширяющейся добавки к тампонажным составам для компенсация усадки цементного камня при его твердении и повышения прочности его контакта с горной породой и обсадной колонной. Результаты исследований по определению адгезии цементного камня к стали и его расширению (или контракции) представлены на рисунках 6 и 7.

Результаты исследований показывают, что тампонажный состав №1, имеющий наибольшее значение плотности упаковки по сравнению с другими составами, показывает высокую усадочную деформацию.

Из рисунков 6, 7 следует, что добавка оксида магния в количестве 2% от массы сухой смеси способствует расширению цементного камня в среднем до 0,7%, а также повышению его адгезионных характеристик в среднем до 5%. Однако, увеличение содержания добавки более 2% может привести к падению его прочностных характеристик, что характерно для большинства расширяющихся добавок [11].

Таким образом, в результате проведенных экспериментальных исследований был обоснован наиболее оптимальный по основным физико-механических свойствам тампонажный состав для крепления скважин в условиях высоких давлений и температур, который включает в себя: портландцемент там-понажный ПЦТ I-100 (65%), кварцевая пыль (15%) и утяжелитель гематит (20%) с добавками MgO (2%), стабилизатор гипан (2,25%), пластификатор лигносульфонат (1%) и структурообразующая добавка каолинит (1%).

Рис. 3. Ячейка для высоких давлений и температур.

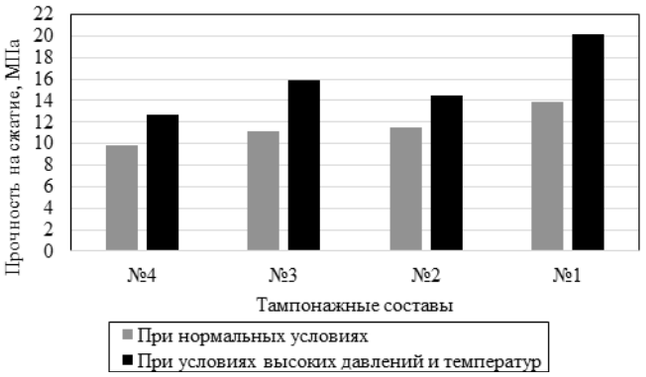


Рис. 4. Зависимость прочности на сжатие цементных образцов от состава тампонажной смеси.

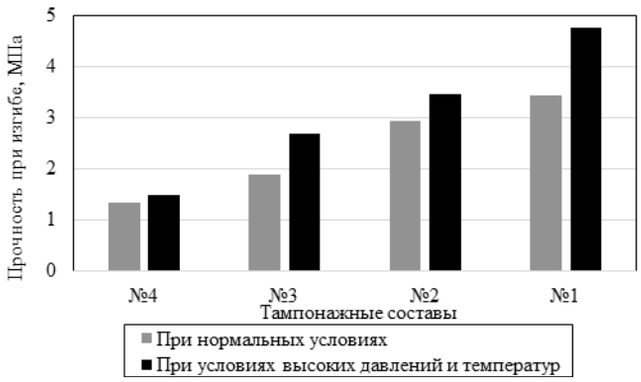


Рис. 5. Зависимость прочности при изгибе цементных образцов от состава тампонажной смеси.

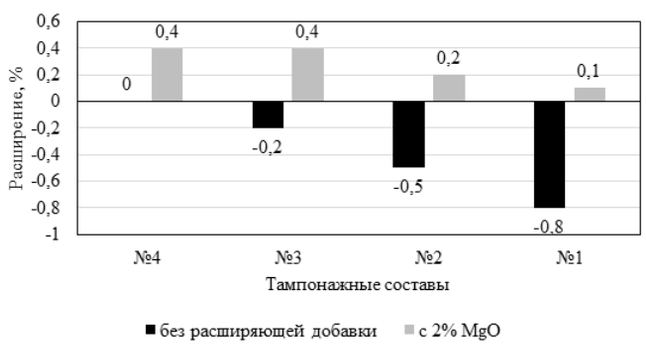


Рис. 6. Зависимость расширения цементного камня через 2 суток от состава тампонажной смеси.

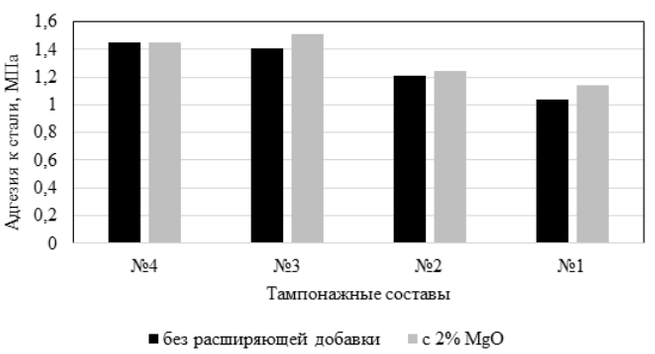


Рис. 7. Зависимость адгезии цементного камня к стали от состава тампонажной смеси.

ЛИТЕРАТУРА

1. DeBruiin G., Skeates C., Greenaway R., Harrison D., Parris M., James S., Muller F., Ray S., Riding M., Temple L., Wutherich K. High-pressure, high-temperature technologies // Oilfield Review, 2008, v. 20, №3, p. 46-60.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин - М.: Недра, 2000. – 670 с.
3. Калинин А.Г., Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник - М.: Недра, 1997. – 648 с.
4. Детков В.П. Некоторые вопросы повышения качества крепления скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – №1. – с. 32-36.
5. Новохатский Д.Ф., А.В. Кривошей, Л.И. Рябова, В.П. Дерновой, Е.В. Тимофеева Расширяющийся тампонажный цемент // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – №6. – с. 42-45.
6. Темиров Э. Повышение качества крепления направленных стволов скважин на месторождениях республики Саха (Якутия) // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2005. – №10. – с. 34-35.

REFERENCES

1. DeBruiin G., Skeates C., Greenaway R., Harrison D., Parris M., James S., Muller F., Ray S., Riding M., Temple L., Wutherich K. High-pressure, high-temperature technologies // Oilfield Review, 2008, v. 20, №3, p. 46-60
2. Basargin Y.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Zakanchivanie skvazhin - M.: Nedra, 2000. – 670 p.
3. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodky K.M., Sultanov B.Z. Drilling directional and horizontal wells: Handbook - M.: “Nedra”, 1997. – 648 p.
4. Detkov V.P. Some questions of improving the quality of well cementing // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: OJSC “VNIIOENG”, 2011. – №1. – p. 32-36.
5. Novokhatsky D.F., Krivoshey A.V., Ryabova L.I., Dernovoj V.P., Timofeeva E.V. Expanding backfill cement // Oil industry. – M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2007. – №6. – p. 42-45.
6. Temirov Eh., The Improvement of the quality of attachment directed to the trunks of wells in the Republic of Sakha (Yakutia) // Drilling and oil. – M.: LLC "Burneft'", 2005. – №10. – p. 34-35.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

7. Живаева В.В. Методика определения факторов, влияющих на прочность адгезионной связи цементного камня с обсадной колонной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – №5. – с. 36-38.
8. Gibson S.A. Novel solution to cement strength retrogression / SPE 138852 // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 1-3 March, Amsterdam, The Netherlands, 2011 – 7 p.
9. Souza P.P., Soares R.A., Anjos M.A., Freitas J.O., Martinelli A.E., Melo D.F. Cement slurries of oil wells under high temperature and pressure: the effects of the use of ceramic waste and silica flour // Brazilian journal of petroleum and gas, 2012, v. 6, №3, p. 105-113.
10. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И., Дж.Р. Эрнандес Рекена Тампонажный материал для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017 – №1 – с. 39-43.
11. Газизов Х.В., Маликов Е.Л., Перескоков К.А. Опыт применения тампонажных материалов с расширяющимися свойствами при цементировании боковых стволов // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2012. - №11. – с. 38-39.

REFERENCES (ending)

7. Zhivaeva V.V. Method of determination of factors influencing adhesive bond strength of cement stone with casing // Construction of oil and gas wells on land and sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2010. – №5. – p. 36-38.
8. Gibson S.A. Novel solution to cement strength retrogression / SPE 138852 // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 1-3 March, Amsterdam, The Netherlands, 2011 – 7 p.
9. Souza P.P., Soares R.A., Anjos M.A., Freitas J.O., Martinelli A.E., Melo D.F. Cement slurries of oil wells under high temperature and pressure: the effects of the use of ceramic waste and silica flour // Brazilian journal of petroleum and gas, 2012, v. 6, №3, p. 105-113.
10. Tabatabai Moradi S.Sh., Nikolaev N.I., John. R. Hernandez Requena - Backfill material for cementing directional wells in conditions of high pressures and temperatures // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2017 – №1. – p. 39-43.
11. Gazizov H.V., Malikov E.L., Pereskokov K.A. Hopping capability experience in the application of grouting materials with expanding properties when cementing sidetracks // Drilling and oil. – M.: LLC “Burneft”, 2012. – №11. – p. 38-39.

УДК 622.245.65

Технология сооружения гравийного фильтра в горизонтальной скважине для предотвращения выноса песка в условиях ПХГ

Р.Н. Абсатдаров – аспирант
(Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина)

Одна из главных проблема при эксплуатации скважин подземного хранилища газа (ПХГ), пласт-коллектор которых представлен рыхлыми, слабосцементированными терригенными породами, заключается в разрушении приствольной зоны пласта (ПЗП). Вынос песка вследствие разрушения пласта-коллектора приводит к снижению дебита скважины, абразивному износу оборудования скважин и газопроводных систем, эрозии фонтанной арматуры, накоплению песчаных пробок на забое. Решение проблемы пескопроявления имеет первостепенное

значение в комплексе мероприятий по повышению эффективности эксплуатации ПХГ, сокращению затрат на текущий и капитальный ремонт скважин.

Наиболее эффективным способом борьбы с пескопроявлениями, является установка в скважине гравийно-намывных фильтров. Отличительной особенностью гравийных фильтров наряду с лучшим удержанием пластового песка является повышение фильтрационных свойств приствольной зоны за счёт увеличенной проницаемости гравийного слоя и использования фильтровых каркасов большей скважности.

Методика проектирования гравийных фильтров включает выбор размера гравия и щелей фильтра-каркаса, технологической жидкости, оборудования и способа сооружения гравийного фильтра.

Пластом-коллектором на Касимовском ПХГ является верхняя часть песчаной пачки щигровского горизонта. Отложения щигровского горизонта представлены глинистыми, алевролитовыми и песчаными горными породами и характеризуется значительной фациальной изменчивостью. По многим скважинам Касимовского ПХГ наблюдается вынос пластового песка.

По конструкции фильтра эксплуатационные скважины Касимовского ПХГ разделены на 5 типов:

1 – скважины, оборудованные гравийными фильтрами ФС-89 конструкции ВНИИГАЗ;

2 – скважины с лавсановыми фильтрами;

3 – скважины, оборудованные гравийными фильтрами ФС конструкции ВНИИГАЗ в перфорированной обсадной колонне;

4 – скважины с диаметром эксплуатационной колонны 168 мм с фильтром ФС конструкции ВНИИГАЗ с гравийной набивкой в расширенной ПЗП.

5 – скважины с диаметром эксплуатационной колонны 245 мм с фильтром ФСК-114 конструкции ВНИИГАЗ с гравийной набивкой в расширенной ПЗП.

Произведено сопоставление индикаторных кривых газодинамических исследований, построенных в максимальном рабочем диапазоне квадратичной депрессии для каждого типа скважин (рис. 1.).

Существенно лучшей продуктивной характеристикой обладают скважины с диаметром эксплуатационной колонны 245 мм (тип 5), установленные в расширенной ПЗП. Скважины с диаметром эксплуатационной колонны 168 мм с гравийным фильтром ФС-89 конструкции ВНИИГАЗ (тип 1) и с фильтром ВНИИГАЗ (тип 4) в расширенной ПЗП обладают примерно одинаковой продуктивностью, которая лучше продуктивности скважин с фильтром ВНИИГАЗ в перфорированной обсадной колонне (тип 3). Наихудшей продуктивностью обладают скважины с лавсановыми фильтрами (тип 2).

Исходя из вышеизложенного следует, что лучшими эксплуатационными характеристиками обладают скважины 5 типа, заканчивание которых предусматривает сооружение гравийного массива методом прямой циркуляции с использованием соответствующего комплекса технологического оборудования, который позволяет производить следующие технологические операции:

- сменить раствор в скважине и промыть всю призабойную зону методом прямой циркуляции;
- запакеровать и опрессовать гидравлический пакер;
- осуществить доставку гравия для сооружения гравийного массива методом прямой циркуляции;
- удалить излишки гравия и при необходимости перевести скважину на утяжеленный раствор;
- заменить технологическое оборудование эксплуатационным.

К достоинствам расширенной ПЗП относится возможность достижения максимально возможного дебита скважины при полном соблюдении всех требований к её заканчиванию. Например, в скважинах на подземных хранилищах с диаметром эксплуатационной колонны 168 мм

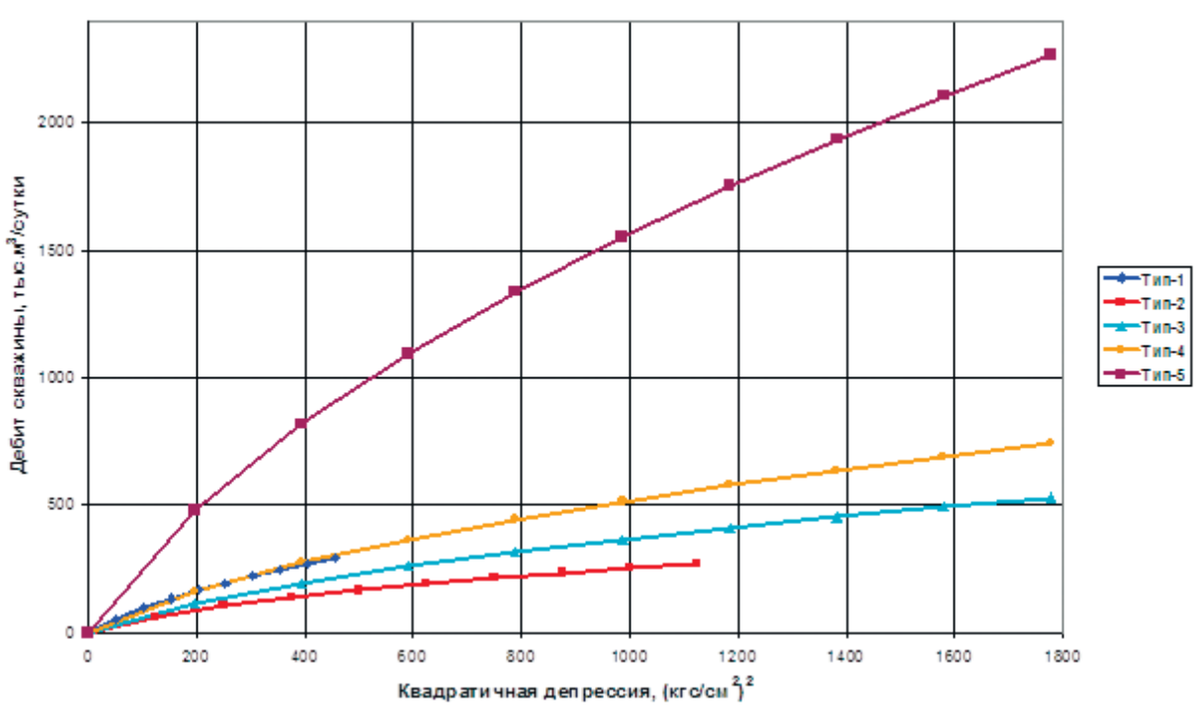


Рис. 1. Индикаторные кривые газодинамических исследований скважин.

дебит может превышать 1 млн. м^3/сут. При заканчивании скважины с расширенной ПЗП большое значение имеет положение башмака эксплуатационной колонны.

Заканчивание скважин с перфорированной эксплуатационной колонной ранее было наиболее распространено на ПХГ.

В настоящее время, на новых подземных хранилищах бурятся преимущественно скважины, заканчивание которых осуществляется с расширенной ПЗП. Однако, способ заканчивание с перфорированной эксплуатационной колонной по сравнению с расширенной ПЗП также имеет определенные преимущества и область, в которой его использование будет оправдано и эффективно.

Использование заканчивания с перфорированой эксплуатационной колонной становится оправданным в том случае, когда пласт-коллектор представлен разрыхленным песчаником, склонным к интенсивному разрушению уже на этапе бурения и заканчивания, что не позволяет качественно установить противопесочный фильтр. Это явление выражено в интенсивных осыпях, обвалах открытого ствола и заплывание его песком уже при проведении спуско-подъёмных операций при проведении работ по заканчиванию. Эксплуатационная колонна позволяет предотвратить возникновение осыпей и качественно намыть гравий при сооружении гравийного фильтра.

Конструкция горизонтальной скважины с расширенным горизонтальным интервалом для размещения гравийного фильтра приведена на рис. 2.

При установке гравийного фильтра в стволе скважины с зенитным углом до 45° гравий при низкой скорости нисходящего потока под действием силы тяжести стремится осесть на забой. Если зенитный угол превышает 60°, то гравий вначале оседает на стенке скважины и для его перемещения до забоя требуется увеличенный расход жидкости.

Для предотвращения преждевременного оседания гравия, образования дюн и участков фильтра без гравийной набивки необходимо использовать промывочную трубу большого диаметра, размещенную внутри фильтра (рис. 3).

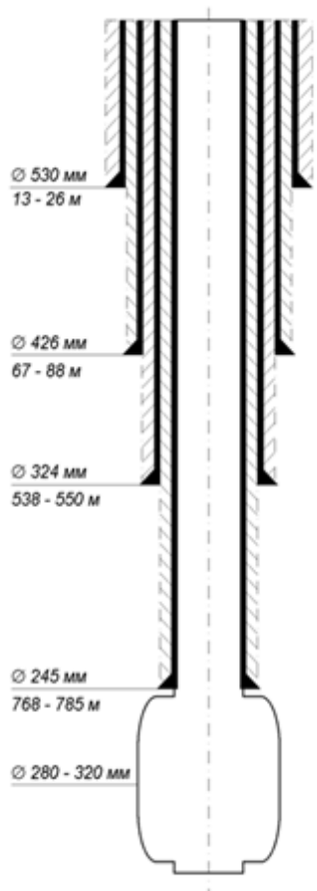


Рис. 2. Конструкция горизонтальной скважины.

Она направляет большую часть жидкости по внешней стороне фильтра, а не в кольцевое пространство между фильтром и промывочной трубой.

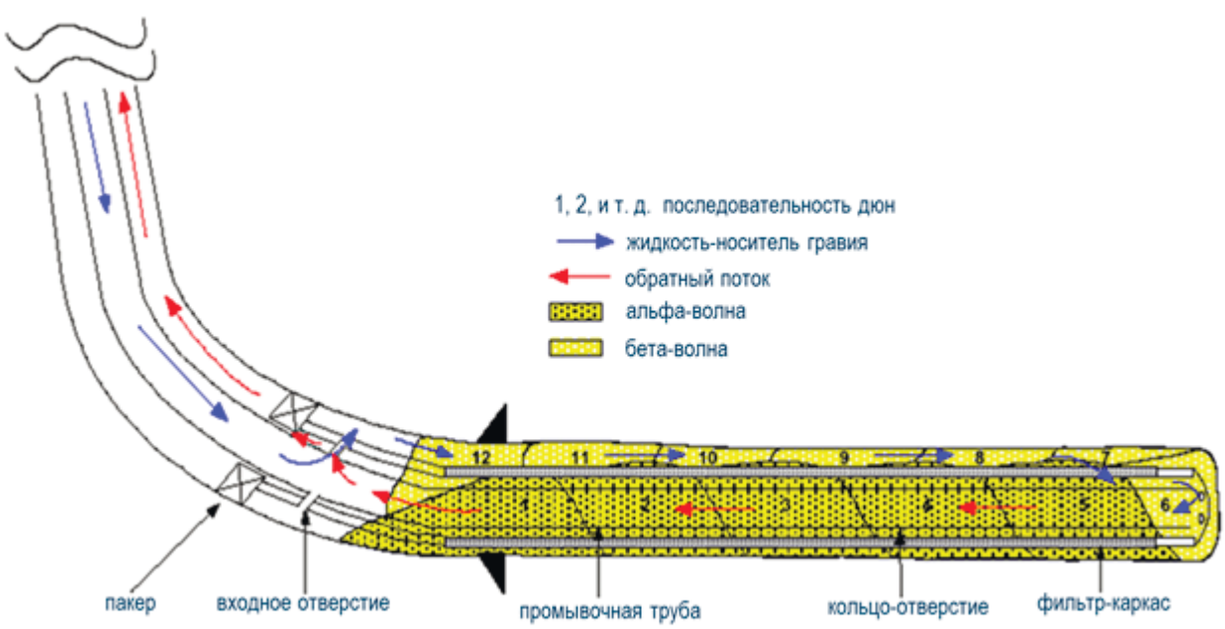


Рис. 3. Схема сооружения гравийного фильтра в горизонтальной скважине.

Больший расход жидкости в кольцевом пространстве между фильтром и стенкой скважины (обсадной колонной) способствует лучшему переносу гравия и предотвращает его оседание до достижения забоя. При правильном выборе размера фильтра и диаметра промывочной трубы отложение гравия происходит с образованием первичной или альфа-волны от забоя, оставляя открытое пространство над гравийной дюной.

После того, как гравий достигает забоя скважины, образуется вторичная или бета-волна в противоположном от альфа-волны направлении (в направлении к устью скважины). Этот процесс продолжается до полного заполнения интервала фильтра. Для бета-волны требуется увеличенная скорость потока жидкости, чтобы поддерживать турбулентный режим течения и перемещать гравий вдоль верхней части кольцевого пространства. Эта волна существует до тех пор, пока остается свободное пространство между гравийной набивкой и стенкой скважины (обсадной колонной). Для предотвращения ухода жидкости в пласт, поддержания равновесной высоты гравия и предотвращения образования гравийной пробки, приводящей к образованию пустот в гравийной набивке, необходимо, чтобы на стенках скважины имелась низкопроницаемая фильтрационная корка [2].

Основным требованием для применения гравийных фильтров в горизонтальных скважинах являются чистота, стабильность и отсутствие дефектов ствола скважины до спуска фильтра и намыва гравия.

При намыве гравийного фильтра используется маловязкая жидкость-носитель способная переносить небольшие концентрации песка при высоких подачах циркуляции, как правило, солевой раствор с низкой концентрацией гравия (60-200 кг/м^3) (рис. 3.) [2]. Жидкость для намыва гравия не должна загрязнять вскрытый продуктивный пласт, т.е. жидкая фаза должна быть совместимой с породой пласта-коллектора; не содержать частиц твердой фазы размером более 10 мкм; совместима с промывочной жидкостью для вскрытия пласта-коллектора и пластовой водой.

При этом гравийный фильтр можно установить без прихвата, вызванного перепадом давления. При снижении скорости потока в кольцевом пространстве в результате поглощения жидкости пластом повышается высота гравийной набивки на нижнем участке ствола скважины и возможно преждевременное образование пробки и пустот в набивке.

При намыве гравийного фильтра солевым раствором крайне важно иметь цельную фильтрационную корку, хотя при этом в кольцевом пространстве может образоваться неполная набивка, которая может повлиять на успех и надежность заканчивания скважины. По этой причине для вскрытия продуктивных интервалов открытым стволом используют специально разработанные и спроектированные буровые жидкости для вскрытия пласта (БЖП). БЖП должна сформировать тонкую, низкопроницаемую фильтрационную корку которая, тем не менее, в состоянии выдержать эрозию при закачке в скважину гравия [2]. После намыва гравия фильтрационная корка должна быть удалена со стенок скважины путем проведения реагентной обработки. С этой целью через фильтр прокачивают раствор кислоты (pH от 3 до 4) или раствор щелочи (pH от 13 до 14) в количестве три объёма гравийной набивки. Остатки жидкости-носителя гравия из фильтра удаляются потоком газа в процессе освоения скважины

Для успешной установки гравийных фильтров в горизонтальном стволе скважины необходимо соблюдать показатели скорость закачки, которая в среднем составляет 0,4-0,8 м^3/мин, при этом жидкость возвращается через промывочную колонну со скоростью соответственно 0,3-0,6 м^3/мин. Основным критерием при закачке является возвращение жидкости. Для переноса гравия на забой скорость жидкости, определяемая, как отношение степени возврата к площади между фильтром и стенкой открытого участка скважины, должна быть не менее 0,3 м/с. Концентрация гравия составляет, как правило, 0,12 г/см^3.

Для предотвращения кольматации фильтров и пласта-коллектора необходимы следующие меры:

- внутреннюю трубу-каркас щелевых фильтров выполнять из нержавеющей стали того же химического состава, что и проволока щелевой решетки для исключения возникновения разницы электродных потенциалов между разнородными металлами. Это позволит избежать скопления в скважине вокруг трубы большого числа коллоидных частиц ионов железа, являющегося затравкой для кристаллизации карбоната кальция;
- при всех работах по вскрытию пласта-коллектора, ремонте скважин использовать ингибированные растворы без твердой фазы, которые не вызывают гидратацию глины и кольматацию частицами твердой фазы пласта-коллектора и гравийной набивки;
- сооружение гравийного массива проводить только методом прямой циркуляции с использованием соответствующего технологического оборудования.

В лаборатории ВНИИГАЗ был проведен гранулометрический анализ образца породы щигровского горизонта. На основании данного анализа построена кумулятивная кривая распределения частиц пластового песка по размерам с нарастающим процентным содержанием частиц по оси ординат против логарифма открытого размера ячеек сита по оси абсцисс (рис. 4).

Определен показатель D_{50} пласта ($D_{50пл}$ - размер частиц пластового песка в 50%-ной точке кумулятивной кривой, мм).

Согласно критерию Сосье [1, 5], основной гранулометрический класс гравия, используемый для создания гравийного массива гравийного фильтра, должен находиться в пределах:

$$5 \cdot D_{50пл} < Dгр < 6 \cdot D_{50пл} \ , \qquad (1)$$

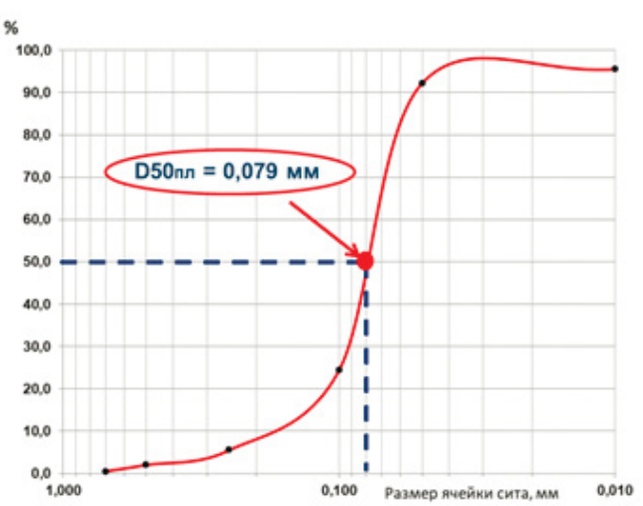


Рис. 4. Кумулятивная кривая распределения частиц пластового песка по размерам.

где $D_{50пл}$ – размер частиц пластового песка в 50%-ной точке кумулятивной кривой, мм;
$D_{гр}$ – основной гранулометрический класс гравия, мм.

Из неравенства (1) основной гранулометрический класс гравия должен находиться в пределах, мм:

$$0{,}395 < D_{гр} < 0{,}474 \quad (2)$$

Согласно стандарту [3] указанным размерам соответствует гравий размером 20/40 меш (0,4/0,8 мм).

Размер щели проволочного фильтра выбираем из условия задержания им наименьшей фракции используемого гравия. Этому условию отвечают проволочные фильтры с размером щели 0,3 мм.

Выводы

Вышеизложенная методика проектирования и сооружения гравийного фильтра в горизонтальной скважине ПХГ предназначена для определения и объяснения важнейших этапов, которые необходимо рассматривать при заканчивание горизонтальной скважины с использованием гравийного фильтра. Используемые в расчетах данные являются реальными данными Касимовского ПХГ. Проведённый расчет параметров гравийного фильтра для горизонтальной скважины Касимовского ПХГ в данной работе приведен в качестве типового расчета, пригодного к использованию и на других объектах.

Подобранный фильтр обеспечивает предотвращение выноса пластового песка в ствол скважины, проектную производительность скважины, обеспечивает устойчивую работу скважины длительное время, предотвращение износа наземного оборудования

ЛИТЕРАТУРА

1. Saucier R.J. «Selection pash design considerations», Paper SPE 47-th Annual Fall Meeting of AIME, San Antonio, Texas. Oct. 8-11.
2. Нефтегазовое Обозрение, «Компоновки для создания высокоэффективных гравийных фильтров в горизонтальных скважинах», 2002 г.
3. Petroleum and natural gas industries - Completion fluids and materials BS EN ISO 13503-2:2006+A1:2009.
4. СТО Газпром РД 2.1-154-2005 Фильтры гравийные газовых скважин, оборудование, материалы, технология сооружения.
5. Съюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. пер. с англ. М.А. Цайгера. - М.: Недра, 1986. - 176 с.
6. Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа под. ред. А.Х. Мирзаджанзаде. - М.: Недра, 1981 - 248 с.
7. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин. - М.: Недра, 1991. - 176 с.

REFERENCES

1. Saucier R.J. «Selection pash design considerations», Paper SPE 47-th Annual Fall Meeting of AIME, San Antonio, Texas. Oct. 8-11.
2. Oil and gas Review, "Layout to create highly effective sand filters in horizontal wells", 2002.
3. Petroleum and natural gas industries - Completion fluids and materials BS EN ISO 13503-2:2006+A1:2009.
4. STO Gazprom RD 2.1-154-2005 Filters sand gas wells. equipment, materials, technology structure.
5. S"yumen D., Ellis R., Snyder R. the Handbook for monitoring and control sand in wells. Per. from English. M. A. Zeiger. - M.: Nedra, 1986. - 176 p.
6. Karimov M.F. Operation of underground gas storage. Under edition by A. Kh. mirzajanzade. - M.: Nedra, 1981 - 248 p.
7. Bashkatov A. D. Prevent wells sanding. - M.: Nedra, 1991. - 176 p.

УДК 622.24

Особенности частотных свойств одноконтурной вариационной структуры

[1]Б.А. Перминов – кандидат технических наук, доцент;
[2]В.Б. Перминов - кандидат технических наук, заместитель начальник отдела;
[1]З.Х. Ягубов - доктор технических наук, заведующий кафедрой, профессор
([1]Ухтинский государственный технический университет;
[2]ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Существенным недостатком вариационной структуры канала измерения мощности двигателя привода бурильной колонны является изменение фазного угла сдвига выходного сигнала при изменении частоты входного воздействия на угол 180°, что обусловлено наличием в структуре двух апериодических звеньев (рисунок 1). При этом следует отметить, что фиктивно возникающее дифференцирующее звено при встречно-параллельном включении апериодических звеньев приводит в области нижних частот к положительным фазным сдвигам, а в области верхних частот под влиянием апериодических звеньев к отрицательным. Таким образом, фазо-частотная характеристика структуры проходит через область частот, при которых фазный сдвиг выходного сигнала по отношению к входному равен нулю. Наличие нулевого фазного сдвига на частотной характеристике исследуемой структуры говорит о состоянии этой структуры, близкому к резонансу. Назовём это состояние – квазирезонансом вариационной структуры и проведем его анализ.

На рисунке 2 приведена вариационная структура канала измерения мощности двигателя привода бурильной колонны, которая состоит из двух апериодических звеньев с передаточными функциями [1]:

$$W_1(p)=\frac{k_1}{T_1\cdot p+1}; \quad (1)$$

$$W_2(p)=\frac{k_2}{T_2\cdot p+1}, \quad (2)$$

где $W_1(p)$ – передаточная функция первого апериодического звена;
$W_2(p)$ – передаточная функция второго апериодического звена вариационной структуры;

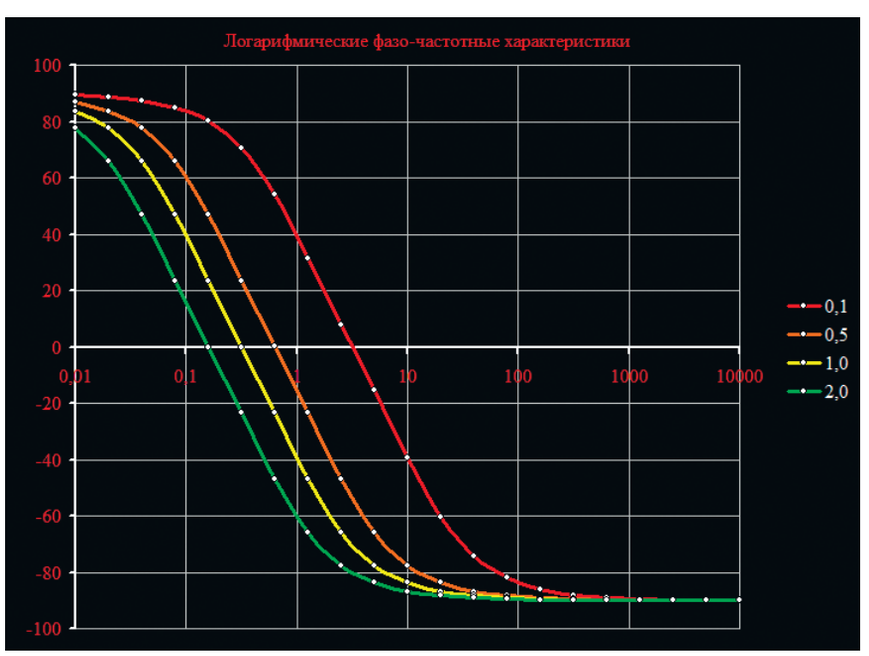


Рис. 1. Семейство логарифмических фазо-частотных характеристик вариационной структуры при $T_1 = 0{,}1$ и $m = 0{,}1;\ 0{,}3;\ 0{,}5;\ 0{,}7,\ 0{,}9$.

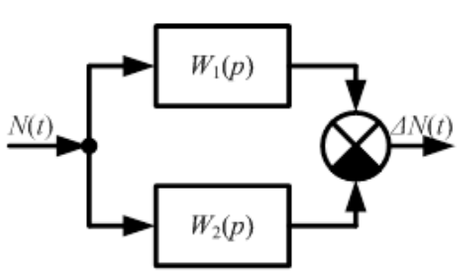


Рис. 2. Вариационная структура канала измерения мощности двигателя привода бурильной колонны
$N(t)$ – входное значение измеряемой мощности;
$\Delta N(t)$ – измеряемое динамическое приращение мощности;
$W_1(p)$ – передаточная функция первого апериодического звена;
$W_2(p)$ – передаточная функция второго апериодического звена..

T_1, T_2 – постоянные времени апериодических звеньев; $k_1 = k_2 = k$ – статический коэффициент передачи звеньев; p – оператор Лапласа.

При встречно-параллельном включении звеньев, согласно рисунку 2 передаточная функция структуры будет равна [2, 3]:

$$W(p) = \frac{k}{T_1 \cdot p + 1} - \frac{k}{T_2 \cdot p + 1} = \frac{k \cdot (T_2 - T_1) \cdot p}{T_1 \cdot T_2 \cdot p^2 + (T_1 + T_2) \cdot p + 1}, \quad (3)$$

Для записи частотной функции выражение (3) используем преобразование Фурье [9, 10]:

$$W(j \cdot \omega) = \frac{k \cdot (T_2 - T_1) \cdot j \cdot \omega}{T_1 \cdot T_2 \cdot (j \cdot \omega)^2 + (T_1 + T_2) \cdot j \cdot \omega + 1}. \quad (4)$$

При выделении вещественной и мнимой частей частотной функции необходимо умножить числитель и знаменатель на сопряжённое комплексное число [5]:

$$W(j \cdot \omega) = \frac{k \cdot (T_2 - T_1) \cdot (T_1 + T_2) \cdot \omega^2}{\left(1 - T_1 \cdot T_2 \cdot \omega^2\right)^2 + (T_1 + T_2)^2 \cdot \omega^2} + j \cdot \frac{k \cdot (T_2 - T_1) \cdot \omega - k \cdot (T_2 - T_1) \cdot T_1 \cdot T_2 \cdot \omega^3}{\left(1 - T_1 \cdot T_2 \cdot \omega^2\right)^2 + (T_1 + T_2)^2 \cdot \omega^2}, \quad (5)$$

где $\mathrm{Re}(\omega) = \frac{k \cdot (T_2 - T_1) \cdot (T_1 + T_2) \cdot \omega^2}{\left(1 - T_1 \cdot T_2 \cdot \omega^2\right)^2 + (T_1 + T_2)^2 \cdot \omega^2}$ – вещественная часть частотной функции;

$\mathrm{Im}(\omega) = \frac{k \cdot (T_2 - T_1) \cdot \omega - k \cdot (T_2 - T_1) \cdot T_1 \cdot T_2 \cdot \omega^3}{\left(1 - T_1 \cdot T_2 \cdot \omega^2\right)^2 + (T_1 + T_2)^2 \cdot \omega^2}$ – мнимая часть частотной функции.

Фазо-частотная характеристика вариационной структуры запишется в виде [6, 7]:

$$\varphi(\omega) = arctg \frac{\mathrm{Im}(\omega)}{\mathrm{Re}(\omega)} = arctg \frac{1 - T_1 \cdot T_2 \cdot \omega^2}{(T_1 + T_2) \cdot \omega}. \quad (6)$$

Для амплитудно-частотной характеристики справедливо соотношение [4]:

$$A(\omega) = \sqrt{(\mathrm{Re}(\omega))^2 + (\mathrm{Im}(\omega))^2} \quad (7)$$

Из выражения (6) следует, что область нулевых значений фазного сдвига соответствует частоте квазирезонанса, равной:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{T_1 \cdot T_2}} \quad (8)$$

При частоте квазирезонанса мнимая часть частотной функции обращается в ноль, а вещественная часть полностью определяет амплитудно-частотную характеристику вариационной структуры:

$$A(\omega_0) = \sqrt{(\mathrm{Re}(\omega_0))^2 + (\mathrm{Im}(\omega_0))^2} = k \cdot \frac{T_2 - T_1}{T_2 + T_1}. \quad (9)$$

Так как $T_2 >> T_1$, то можно считать, что

$$A(\omega_0) \approx k,$$

где k – статический коэффициент передачи вариационной структуры канала измерения мощности двигателя привода бурильной колонны.

Таким образом, на частоте квазирезонанса вариационная структура, как средство измерения, свободна от фазо-частотных и амплитудно-частотных искажений. Следовательно, динамическая погрешность измерения за счёт дополнительного фазного сдвига при измерении приращения мощности для целей компенсации автоколебаний мощности по способу Ягубова-Перминова [11] на частоте квазирезонанса сводится к нулю.

Рассмотрим динамические характеристики вариационной структуры применительно к её параметрам, которые определяются частотой квазирезонанса.

Исходя из условия максимальной чувствительности вариационной структуры [4] и условий согласования канала измерения с объектом [2] примем следующие числовые значения параметров настройки: T_1 = 0,1 сек; T_2 = 1 сек, отсюда коэффициент отношения постоянных времени $m = \frac{T_1}{T_2} = \frac{0{,}1}{1} = 0{,}1$. Статический коэффициент передачи $20 \lg k \approx 1$ дБ. Частота квазирезонанса для данных числовых параметров

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{0{,}1 \cdot 1}} = 3{,}162 \text{ сек}^{-1}.$$

Семейство экспериментальных логарифмических амплитудно-частотных характеристик приведено на рисунке 3.

Здесь (рисунок 3) приведены частотные характеристики вариационной структуры при постоянном значении параметра настройки T_1 и различных постоянных значениях коэффициента отношения постоянных времени $m = \frac{T_1}{T_2}$ от значения 0,1 до 0,9. Из анализа приведенных экспериментальных частотных характеристик можно сделать вывод, что частота квазирезонанса весьма слабо зависит от постоянной времени T_2 (коэффициента отношения m), а её значение определяет в основном значение статического коэффициента передачи структуры k. Действительно, при изменении m от 0,1 до 0,9 значение k изменяется от 1 дБ до –2,8 дБ т.е. с увеличением m наблюдается затухание сигнала. Это положение подтверждается и экспериментальными динамическими характеристиками (рисунок 4), которые определяются переходной функцией вида [6, 8]:

$$h(t) = k \cdot \left(e^{-t \cdot \frac{1}{T_2}} - e^{-t \cdot \frac{1}{m \cdot T_2}} \right) \quad (10)$$

где $h(t)$ – переходная функция вариационной структуры;

t – текущее значение времени.

Здесь (рисунок 4) наблюдается спад пика дифференцирующего импульса с ростом коэффициента отношения постоянных времени от 0,6 до 0,03 относительных единиц статического коэффициента передачи вариационной структуры.

Фазо-частотная характеристика вариационной структуры имеет весьма крутой спад, что может привести к значительным частотным погрешностям. При анализе экспериментальных логарифмических фазо-частотных характеристик (рисунок 1) можно провести распределение процентного отношения изменения фазного сдвига к частоте на линейном падающем участке в диапазоне частот 0,5÷100 сек$^{-1}$. На 120° фазного угла приходится диапазон частот 68 сек$^{-1}$, т.е. фазное распределение по частоте на линейном участке $\gamma_\varphi = \frac{120}{68} = 1{,}764$ °, отсюда, при изменении частоты входного сигнала на 10%

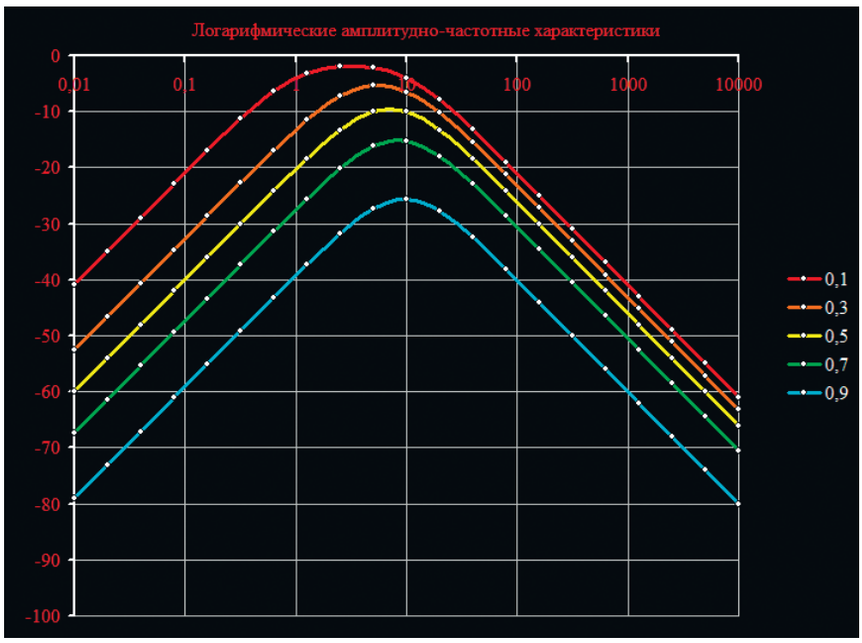


Рис. 3. Семейство логарифмических амплитудно-частотных характеристик вариационной структуры при $T_1 = 0{,}1$ и $m = 0{,}1;\ 0{,}3;\ 0{,}5;\ 0{,}7,\ 0{,}9$.

изменение фазы составит 11,83° или 17,4%. Естественно, что подобная фазная погрешность для целей управления приводом бурильной колонны по методу противофаз не применима. Реализация метода возможна только при стабильной частоте автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны, соответствующей частоте квазирезонанса вариационной структуры, либо выделенная гармоническая составляющая мощности может быть использована в других методах компенсации автоколебаний. Однако при этом следует учесть, что на динамические параметры вариационной структуры весьма существенно влияет величина параметров настройки и их отношение.

Выводы.

1. Вариационная структура канала измерения мощности двигателя привода бурильной колонны характеризуется свойством квазирезонанса.
2. При работе вариационной структуры по частоте квазирезонанса амплитудно-частотные и фазочастотные искажения сводятся к нулю.
3. При заданном значении параметра настройки первого апериодического звена вариационной структуры T_1, значение второго параметра настройки T_2 на величину частоты квазирезонанса существенного влияния не оказывает.
4. В связи со значительной крутизной фазо-частотной характеристики вариационной структуры она обладает существенной частотной погрешностью при фиксации фазного сдвига между входными и выходными сигналами при изменении частоты входного сигнала, что ограничивает её применение в противофазных методах компенсации автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны.
5. Использование вариационной структуры, как средства выделения гармонических колебаний на частоте квазирезонанса является весьма перспективным направлением.

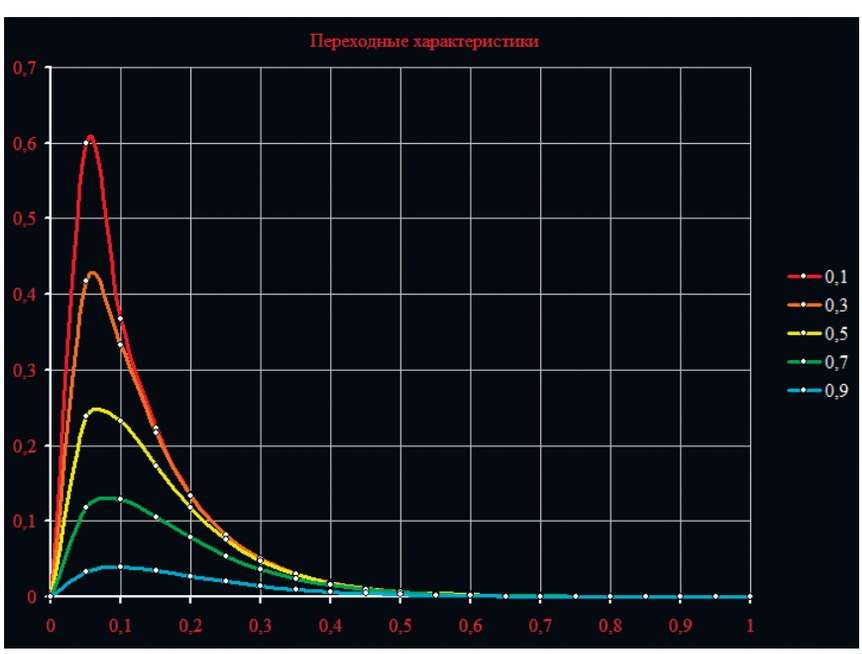


Рис. 4. Семейство переходных характеристик вариационной структуры при $T_1 = 0{,}1$ и $m = 0{,}1;\ 0{,}3;\ 0{,}5;\ 0{,}7,\ 0{,}9$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Тетеревлева Е.В. Измерение токов и напряжений с использованием вариационных структур // Научно-методический электронный журнал Концент. – 2015. - т. 8. – с. 196-200.
2. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Лапин А.Е. Согласование инерционных свойств вариационной структуры измерения градиента крутящего момента с системой управления бурением // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИЭНГ», – 2015. – №8. – с. 15-17.
3. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Лапин А.Е. Анализ вариационной структуры динамического измерителя градиента крутящего момента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИЭНГ», 2015. – №9. – с. 10-14.
4. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Сесюк Е.Н. Особенности измерения крутящих моментов с использованием вариационных структур // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – №2. – с. 38-42.
5. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Дементьев И.А., Тетеревлева Е.В. Частотные искажения при изменении градиента крутящего момента вариационной структуры // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – №1. – с. 33-39.
6. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Бойченко Л.П. Прохождение стохастического сигнала через вариационную структуру измерения градиента крутящего момента // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – №1. – с. 12-16.
7. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Синтез вариационной структуры при косвенных измерениях крутящего момента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №6. – с. 4-8.
8. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Чумакова Н.В. Динамические свойства вариационной структуры измерения градиента крутящего момента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №10. – с. 4-6.
9. Tshadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E. Z., Dementiev I. A. Frequency characteristics of a variational structure of measurer of a torque. – The international science-technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. - Vol. 8. - №1. – AEA: Baki: 2016. – p. 52-62.
10. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.Z. Ratio of indicators in the system «drill string-drive». – The international science – technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. - vol. 8. - №3. – AEA: Baki: 2016. – p. 63-73.
11. Ягубов З.Х., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Полетаев С.В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. Патент RU 2 569 656 C1. приоритет от 16.05.2014. - Опубликовано: 27.11.2015. - Бюлл. №33.

REFERENCES

1. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z., Teterevleva E.V. Measurement of currents and voltages using variational structures // Scientific-methodical electronic journal of Concentration. 2015. - Vol. 8. - p. 196-200.
2. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Lapin A.E. Alignment of the inertial properties of the variational structure for the measurement of the gradient of the torque from the control system drilling // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2015. - №8. - p. 15-17.
3. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Lapin A.E. Analysis of the variational structure of the dynamic measuring of the gradient of the torque // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC “VNIIOENG”, 2015. - №9. - p. 10-14.
4. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z., Sesuk E.N. Features measurement of torque using variational structures // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC "IDS Drilling", 2016. - №2. - p. 38-42.
5. Перминов В.А., Perminov V.B. Dement'ev I.A., Teterevleva E.V. Frequency distortion when changing the gradient of the torque variation of the structure // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC " IDS Drilling", 2016. - №1. - S. 33-39.
6. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Boichenko A.P. Passage of a stochastic signal via the variational structure of the measuring the gradient of the torque // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC " IDS Drilling", 2016. - №.1. - p. 12-16.
7. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z. The Synthesis of a variational structure in the indirect measurement of torque // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2016. - №6. - p. 4-8.
8. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z., Chumakova N.V. Dynamic properties of the variational structure for the measurement of the gradient of the torque // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2016. - №10. - p. 4-6.
9. Tshadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.Z., Dementiev I.A. Frequency characteristics of a variational structure of measurer of a torque. – The international science-technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. - Vol. 8. - №1, AEA: Baki – 2016. p. 52-62.
10. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.Z. Ratio of indicators in the system «drill string-drive». – The international science – technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. - Vol. 8. - №3, AEA: Baki – 2016. - p. 63-73.
11. Yagubov Z.Kh., Perminov B.A., Perminov V.B., Poletaev S.V. Method of controlling the drilling process and system for its realization // Patent RU 2 569 656 C1. Priority from 16.05.2014. - Published on: 27.11.2015. - Bull. № 33.

Аннотации статей

УДК 621:658.562

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОНСТРУКЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕТЕПЛОВЫМИ ПАССИВНЫМИ МЕТОДАМИ ДИАГНОСТИКИ (С. 5)

[1]Быков Игорь Юрьевич
[1]Борейко Дмитрий Андпеевич
[2]Смирнов Антон Леонидович

[1]«Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net

[2]ООО «ЭкспертСтрой»
169300, Российская Федерация, Республика Коми, г. Ухта, ул. Семяшкина, д. 10, офис 10
E-mail: es-ukhta@mail.ru

В статье представлена комплексная методика оценки технического состояния потенциально дефектных зон конструкций нефтегазового оборудования, изготовленных из ферромагнитных материалов и работающих длительное время под воздействием эксплуатационных нагрузок и агрессивных сред. Новизна методики заключается в том, что она основана на исследованном и доказанном положении о функциональной зависимости средней амплитуды источника акустической эмиссии от градиента напряженности собственного магнитного поля рассеяния в зоне концентрации напряжений. Также методика включает в себя комплекс существующих базовых методов исследования и позволяет с большей достоверностью оценить остаточный ресурс потенциально опасных зон, выявленных акустико-эмиссионной диагностикой. По разработанному алгоритму оценки технического состояния конструкций нефтегазопромыслового оборудования нетепловыми пассивными методами диагностики оформлена методика, в которой с учетом требований промышленной безопасности реализуются современные эффективные принципы диагностирования, определения параметров напряженно–деформированного состояния и методов оценки безопасной эксплуатации опасных производственных объектов.

Ключевые слова: акустическая эмиссия; рассеяние магнитного потока; остаточный ресурс; диагностика; методика; оценка; амплитуда сигнала.

УДК 622.242

САМОХОДНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА С АВТОМАТИЗАЦИЕЙ СПУСКО-ПОДЪЁМНЫХ ОПЕРАЦИЙ (С. 12)

Лачинян Леонид Артемьевич

ОАО «Завод бурового оборудования»
460026, Оренбург, пр. Победы, 118
E-mail: Lachinjan56@gmail.com

В статье, автор предлагает новое, более простое конструктивное решение самоходной буровой установки с автоматизацией спуско-подъёмных операций (СПО). Подчеркивается, что успех создания таких автоматизированных буровых установок обусловлен принципом, основанным на сохранении вертикального положения свечи буровых труб на весь период манипуляции с ней, как при спуске, так и при подъёме бурильной колонны. В предлагаемом решении объём магазина для бурильных труб самоходной буровой установки вдвое увеличен и соответственно возможная глубина бурения с автоматизацией СПО достигает более 700 м.

Ключевые слова: улучшение труда; буровой персонал; автоматизация; спуско-подъемные операции (СПО); магазин для бурильных труб; глубина скважины.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ВЫНГАПУРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (С. 16)

[1]Савенок Ольга Вадимовна
[1]Арутюнян Ашот Страевич
[2]Петрушин Евгений Олегович

[1]Кубанский государственный технологический университет
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
E-mail: olgasavenok@mail.ru

[2]ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
169711, Российская Федерация, Республика Коми, г. Усинск, ул. Мира, д. 6,
E-mail: eopetrushin@yahoo.com

В статье приведён анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении. Показана динамика применения и эффективности работ по физико-химическому воздействию на нефтяные пласты с применением технологий выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин. Представлена динамика дополнительной добычи нефти от проведения циклического заводнения. Показано, что выбор нагнетательных скважин для дальнейших обработок по выравниванию профиля приёмистости осуществляется на основании анализа результатов расчёта технологической эффективности работ, проведённых на месторождении в предыдущие годы.

Ключевые слова: проведение потокоотклоняющих технологий; преждевременное обводнение пластов и скважин; трассирование фильтрационных потоков; физико-химические методы воздействия; выравнивание профиля приёмистости; выбор нагнетательных скважин для обработок; эффективность потокоотклоняющих технологий.

УДК 622.276.66

ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ ПО НЕФТИ ПОСЛЕ ГРП НА ПРИМЕРЕ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (с. 20)

Дюкова Марина Владимировна

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина
119991 Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 65
E-mail: mitrofanovamv@gmail.com

В статье представлена первичная систематизация базы данных результатов проведения гидроразрыва

пласта (ГРП) по девяти площадям, эксплуатационным объектом которых являются девонские отложения Ромашкинского месторождения. По каждой площади построен убывающий ранжированный ряд скважин по совокупности экстремальных технологических параметров.

В статье рассмотрен критерий прогнозирования увеличения дебита нефти после ГРП на основании долей Парето. Предложен и обоснован критерий увеличения дебита нефти после ГРП. Установлено, что теоретически обоснованный принцип прогнозирования критерия технологической эффективности по доле деления по Парето дебита нефти до ГРП подтверждается результатами анализ 880 ГРП, реализованных в условиях девонских отложений Ромашкинского месторождения в ПАО «Татнефть». Отмечена строгая зависимость показателя изменения кратности дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП от доли деления по Парето дебита нефти до ГРП, который назван критерием, и который приводит к следующему результату – чем меньше доля деления по Парето дебита нефти до ГРП, тем больше кратность дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП); деление по Парето; критерий ГРП, месторождение, дебит скважины по нефти.

УДК 622.276.66

ГАЗОВО-ХРОМАТОГРАФО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОБЩИХ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ И МНОГОЦИКЛИЧЕСКИХ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ БИТУМИНОЗНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИГЕРИИ (с. 27)

Нвизуг-Би Лейи Клюверт
Савенок Ольга Вадимовна

Кубанский государственный технологический университет
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
E-mail: kluivert_dgreat@mail.ru

Метод газового хроматографо-масс-спектрометра (ГХ-МС) был использован для анализа общих нефтяных углеводородов (НУ) и полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) для образцов битума месторождения Окитипупы (штат Ондо, юго-западная Нигерия). В статье приведен анализ результатов экспериментальных данных, которые позволили сделать следующие выводы. Образцы битума содержали 16 (ПАУ). Образцы битума имеют относительно высокую молекулярную массу из-за своего состава полициклических ароматических соединений.

Знание различных соединений, которые химически связаны друг с другом в образцах битума, может помочь в предложении химической технологии для снижения высокой вязкости образцов битума.

Ключевые слова: общий нефтяной углеводород; полициклический ароматический углеводород; месторождение; битум.

УДК 622.245.422

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (с. 32)

Табатабаи Моради Сейед Шахаб
Николаев Николай Иванович
Дженіффер Регина Эрнандес Рекена

Санкт-Петербургский горный университет
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2
E-mail: s.sh.tabatabaee@gmail.com

Для обеспечения надежности крепления скважины в условиях высоких давлений и температур, цементный камень должен обладать прочностным характеристиками, способными выдерживать нагрузки в течение большого эксплуатационного периода скважины. В статье исследуются основные физико-механические свойства цементного камня. Результаты проведенных исследований показывают, что разработанный тампонажный состав является оптимальным по указанным свойствам.

Ключевые слова: цементирование; тампонажный состав; прочностные характеристики; расширение цементного камня; адгезия цемента к стали.

УДК 622.245.65

ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА В УСЛОВИЯХ ПХГ (с. 35)

Абсатдаров Рамиль Наильевич

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина
119991 Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 65
E-mail.: absatdarov.ramil@mail.ru

В статье представлена технология сооружения гравийного фильтра в горизонтальной скважине. Сооружение гравийного фильтра это один из методов заканчивания скважин, предназначенный для борьбы с пескопроявлением и увеличения срока службы скважины. Метод заключается в установке устройства, задерживающего гравий, например, проволочного экрана, в интервале заканчивания с последующей циркуляцией гравия до образования проницаемого фильтра. Установка горизонтальных гравийных фильтров требует системного подхода, который включает бурение и очистку интервала заканчивания без нарушения стабильности ствола скважины, выбор и спуск оборудования и поддержание обратного потока при намывке гравийного фильтра. Длинные горизонтальные гравийные фильтры могут явиться эффективным средством заканчивания горизонтальных скважин.

Ключевые слова: гравийный фильтр в горизонтальной скважине; заканчивание скважин; горизонтальная скважина; пескопроявления в горизонтальной скважине; предотвращение пескопроявления.

УДК 622.24

ОСОБЕННОСТИ ЧАСТОТНЫХ СВОЙСТВ ОДНОКОНТУРНОЙ ВАРИАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ (с. 40)

[1]Перминов Борис Алексеевич
[2]Перминов Виктор Борисович
[1]Зафар Хангусейн оглы Ягубов

[1]Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru

[2]ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т Ленина д.39/2
E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

Вариационная структура канала измерения динамических приращений мощности двигателя привода бурильной колонны имеет фазочастотную зависимость с изменением угла сдвига при изменении частоты. Иными словами, в некотором диапазоне частот при знакополярной характеристике фазный сдвиг (при непрерывной функции для линейных систем) должен соответствовать нулевому значению. Такое состояние структуры принято называть состоянием близким к резонансу или квазирезонансным.

Состояние квазирезонанса вариационной структуры для определенной частоты входного сигнала может быть получено путем изменения параметров настройки, т.е. изменением постоянных времени апериодических звеньев вариационной структуры.

Показано, что на частоте квазирезонанса вариационная структура свободна от амплитудных и фазных искажений и не вносит погрешностей в результат измерений.

В связи с целым рядом преимуществ вариационной структуры при её работе на частоте квазирезонанса она может найти широкое применение в других методах измерения и компенсации, в частности, как средство измерения при регистрации автоколебаний мощности, свободное от частотных погрешностей. При этом малые частотные погрешности измерения существенно снижают динамическую ошибку измерения. Таким образом, использование явления квазирезонанса в вариационных структурах способствует новым возможностям их применения.

Ключевые слова: привод бурильной колонны; частота квазирезонанса; вариационная структура; частотные характеристики; переходная функция; параметры настройки; логарифмические частотные характеристики.

THE METHODOLOGY OF ASSESSING THE TECHNICAL CONDITION OF STRUCTURES OF OIL AND GAS EQUIPMENT NONTHERMAL PASSIVE DIAGNOSTIC METHODS (p. 5)

[1]Bykov Igor' YUr'evich
[1]Borejko Dmitrij Andpeevich
[2]Smirnov Anton Leonidovich

[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net

[2]LLC «JekspertStroj»
of.10, 10, Semjashkina str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: es-ukhta@mail.ru

The article discusses a comprehensive methodology for assessing technical condition of potentially defective areas of the structures of oil and gas equipment. Being done of ferromagnetic materials it works under operating loads and corrosive environments for a long time. The novelty of the method lies in the fact that it is based on researched and proven position on the functional dependence of the average amplitude of the acoustic emission source from the gradient magnetic stray field in the area of stress concentration. Also, the method includes a set of existing basic research. This allows us to achieve greater reliability in the evaluation of a residual resource of potentially dangerous areas identified by acoustic emission diagnostics. According to the developed algorithm of assessment of technical state of constructions equipment nonthermal passive diagnostic methods decorated method. Here the method for determining parameters of stress–strain state and methods of evaluation of safe operation of hazardous production facilities is realized.

Key words: acoustic emission; the scattering of the magnetic flux; residual life; diagnosis; methods; assessment; the amplitude of the signal.

SELF-PROPELLED DRILLING RIG WITH RIH/POOH AUTOMATION (p. 12)

Lachinjan Leonid Artem'evich

ZBO Drill Industries, Inc.,
118, Lenina prospect, Orenburg, 460026, Russia
E-mail: Lachinjan56@gmail.com

In the article, the author offers a new, more simple design solution self-propelled drilling rigs with automation, lowering-lifting operations (SPO). Stresses that the success of creating such automated drilling rigs due to the principle based on preservation of the vertical position of the candle drill pipe for the entire period of manipulation with her, as during the descent, and when lifting the drill string. In the proposed solution the volume of the store for drill pipe self-propelled drilling rig doubled and correspondingly the depth due to automation tripping reaches more than 700 m.

Key words: improvement of labour; drilling personnel; automation; tripping; drill stand rack; well depth.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE FLOW DIVERTER TECHNOLOGIES AT VYNGAPUROVSKOYE OIL-GAS CONDENSATE FIELD (p. 16)

[1]Savenok Ol'ga Vadimovna
[1]Arutyunyan Ashot Straevich
[2]Petrushin Evgenij Olegovich

[1]Kuban State University of Technology
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia
E-mail: olgasavenok@mail.ru

[2]JSC «Pechoraneft»
Dld. 6, Mira str., Usinsk , Republic of Komi, 169711, Russia
E-mail: eopetrushin@yahoo.com

The article gives an analysis of the efficiency of carrying out the flow deflecting of technologies on the Vyngapurovskoe oil-gas and condensate field. The dynamics of the application and efficiency of work on the physicochemical effects on oil reservoirs with the use of technologies for leveling the injectivity profile of injection wells is shown. Dynamics of additional oil production from cyclic waterflooding is presented. It is shown that the choice of injection wells for further processing to equalize the acceleration profile is based on an analysis of the results of the calculation of the technological efficiency of the work carried out at the field in previous years.

Key words: conducting flow deflection technologies; premature watering of reservoirs and wells; tracing of filtration flows; physical and chemical methods of influence; aligning the pickup profile; selection of injection wells for treatments; efficiency of flow deflection technologies.

SUBSTANTIATION OF CRITERION FOR PREDICTING THE INCREASE OF WELL FLOW RATE OF OIL AFTER FRACTURING THE EXAMPLE OF THE DEVONIAN SEDIMENTS OF ROMASHKINO FIELD (p. 20)

Dyukova Marina Vladimirovna

Gubkin Russian State University of oil and gas
65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia
E-mail: mitrofanovamv@gmail.com

The article presents the primary database systematization of the results of the hydraulic fracturing (HF) for the nine squares, the operational object which are Devonian deposits Romashkinskoye field. For each of the constructed line array of wells together, the extreme process parameters. In the article the criterion for predicting the increase in oil production rate after fracturing on the basis of a share of Pareto. Proposed and validated a criterion for the increase of oil production after fracturing. It is established that theoretically sound principle criterion of technological efficiency on the share division of Pareto oil production before fracturing is confirmed by results of analysis of 880 hydraulic fracturing implemented in terms of the Devonian sediments of Romashkino field in the PJSC "Tatneft". Observed strong dependence of the rate of change of ratio of oil production after fracturing to the oil production rate prior to fracturing of the portion of the division at the Pareto oil production before fracturing, which is called the criterion, which leads to the next result – the smaller the proportion of the division at the Pareto oil production prior to fracturing, the greater the ratio of oil production after fracturing to the oil production rate prior to fracturing.

Key words: hydraulic fracturing (HF); the division of Pareto; the criterion of hydraulic fracturing, field, the production rate of oil.

GAS-CHROMATOGRAPH-MASS SPECTROMETRIC ANALYSIS OF TOTAL PETROLEUM HYDROCARBONS AND AROMATIC HYDROCARBONS BITUMINOUS DEPOSITS IN NIGERIA (p. 27)

Nvizug-Bi Leji Klyuvert
Savenok Ol'ga Vadimovna

Kuban State University of Technology
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia
E-mail: kluivert_dgreat@mail.ru

Method of gas chromatograph-mass spectrometer (GC-MS) was used for analysis of total petroleum hydrocarbons (WELL) and polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) for samples of bitumen deposits Okitipupa (Ondo state, southwestern Nigeria). The article presents the analysis of experimental data, which allowed to draw the following conclusions. Samples of the bitumen contained 16 (PAHs). Samples of bitumen have relatively high molecular weight because of its composition of polycyclic aromatic compounds.

Knowledge of a variety of compounds which are chemically linked to each other in the samples of bitumen, can help offer chemical technology to reduce the high viscosity of bitumen samples.

Key words: total petroleum hydrocarbons; polycyclic aromatic hydrocarbons; field; bitumen.

RESULTS OF STUDIES OF PHYSICO-MECHANICAL PROPERTIES OF CEMENT COMPOSITIONS FOR CEMENTING WELLS IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS (p. 32)

Tabatabai Moradi Sejed SHahab
Nikolaev Nikolaj Ivanovich
Dzheniffer Regina EHrnandes Rekena

Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: s.sh.tabatabaee@gmail.com

To provide a reliable well completion in the high-pressure, high-temperature conditions, the cement rock should have high strength characteristics and withstand the loads during the long periods of well production. The main physical and mechanical properties of the cement rock are investigated in the paper. The results of the conducted investigates show that the developed cement composition have optimal values of the mentioned properties.

Key words: cementing job; cement composition; strength characteristics; set cement expansion; adhesion to steel.

TECHNOLOGY OF CONSTRUCTION GRAVEL FILTER IN HORIZONTAL WELL TO PREVENT SAND (p. 35)

Absatdarov Ramil' Nail'evich

Gubkin Russian State University of oil and gas
65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia
E-mail.: absatdarov.ramil@mail.ru

This article highlights technology of gravel packing installation in horizontal wells. Gravel packing installation is one of the methods of well completion designed to prevent sand production into the wellbore and increasing production life of well. The method consists in installing a device that retards gravel, for example, a wire screen, in the completion interval, followed by circulation of the gravel to form a permeable filter. The installation of horizontal gravel filters requires a systematic approach that includes drilling and cleaning the completion interval without disturbing the stability of the wellbore, selecting and lowering the equipment and maintaining the return flow when the gravel pack is washed. Long horizontal section of gravel packing filter can be an effective means of horizontal well completion.

Key words: horizontal gravel packing; sand control in horizontal well; well completion; sand control technology; horizontal well.

FEATURES OF FREQUENCY PROPERTIES OF SINGLE-LOOP VARIATIONAL STRUCTURE (p. 40)

[1]Perminov Boris Alekseevich
[2]Perminov Viktor Borisovich
[1]Zafar Hangusejn ogly YAgubov

[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru

[2]Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

The variational structure of the channel measurement dynamic increments of engine power drive drill string has a phase-frequency dependence with a change in the angle shift with frequency change. In other words, in a range of frequencies in znakomanii the characteristic phase shift (during a continuous function for linear systems) should correspond to a zero value. This state of structure is called as close to resonance or quasi-resonant.

The state of quasiresonance variational structure for a certain frequency of the input signal can be obtained by changing settings, ie change the time constants of the aperiodic parts of a variational structure.

It is shown that the frequency of quasiresonance variational structure free from amplitude and phase distortion and does not introduce errors in the measurement result.

In connection with a number of advantages of the variational structure when it is working at the frequency of quasiresonance it can be widely used in other methods, the measurement and compensation, in particular, as a measuring tool when registering for oscillation power, free from frequency errors. In this small frequency error of measurement significantly reduce the dynamic error of measurement. Thus, the use of the phenomenon of quasiresonance in variational structures facilitates new possibilities of their application.

Key words: drive a drill string; frequency quasiresonance; variational structure; frequency characteristic; transfer function; setting parameters; the logarithmic frequency characteristics.

TDS DRILLING

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» – инженерный сервис при отборе керна

Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, ошибка при выполнении которой может привести к незапланированным затратам.

Подъём керна от 90 до 100 процентов - свидетельство высокой квалификации специалистов **«Ай Ди Эс Дриллинг»**.

Нашими специалистами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал и при бурении научной скважины в кристаллическом фундаменте в Финляндии.

За время работы отделом бурения ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 50 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 5600 м.

Специалисты компании обучены по собственной методике и имеют большой производственный опыт от 5 до 40 лет.

У полевого персонала имеется все необходимые сертификаты обученности (ТБ, ГНВП и т.д.), которые необходимы для присутствия инженера на буровой во время оказания услуг.

Штат персонала позволяет выполнять задачи в любом объеме поставленные заказчиками.

Нашими заказчиками являются:

ООО «ОБК», ОАО «Северная нефть», ОАО «Усинскгеонефть», ЗАО «Интанефть», ОАО «Оренбурггеология», «ТНК-ВР», ОАО «Оренбургнефть», ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», «Urals Energy» и другие.

Кошелев Владимир Николаевич (20.12.1951 – 10.10.2017)

10-го октября 2017 г. на 66-м году ушёл из жизни доктор технических наук, профессор, старший научный сотрудник Владимир Николаевич Кошелев.

В.Н. Кошелев родился в станице Абинская Краснодарского края. В 1974 г. Владимир Николаевич закончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по кафедре "Бурение нефтяных и газовых скважин».

1974–1979 г.г. работал бурильщиком, помощником бурового мастера, буровым мастером, начальником смены РИТС №2 Тунгорского УБР ОАО "Сахалинморнефтегаз".

В 1979 г. поступил на работу во Всесоюзный научно-исследовательский институт по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть), где прошёл путь от старшего инженера до заведующего лабораторией регламентирования буровых растворов.

Во время работы в институте ВНИИКРнефть В.Н.Кошелев участвовал в выполнении важнейших научных программ в области буровых растворов и промывочных жидкостей. Работал над выполнением заданий Государственного комитета по науке и технике при Совете министров СССР. В 1988 г. Владимир Николаевич получил диплом переводчика технической литературы.

В 1991-1992 г.г. В.Н.Кошелев работал по контракту в Индии в должности старшего инженера по буровым растворам.

1989-2007 г.г. – работа в институте ВНИИКРнефть–НПО "Бурение" в должности заведующего лабораторией, где В.Н.Кошелев занимался разработкой буровых растворов нового поколения для бурения высокотехнологичных наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважин.

Владимир Николаевич являлся членом Диссертационного совета по защите кандидатских и докторских диссертаций, принимал в качестве эксперта участие в работе научно-технического Совета ОАО "Газпром по вопросам технологии бурения.

В 2007-2009 г.г. являлся техническим директором, руководителем НИЦ Научно исследовательский центр ООО "Полибент" – ООО "Сервис буровых растворов" ГК "МИРРИКО".

В 2012-2016 г.г. В.Н.Кошелев работал в обособленном подразделении ООО "Баулюкс", НИЦ НПК "Проектный инжиниринг, НИИЦ ЗАО "Ресурс-комплект" ООО "ТОР-БУР".

Научная работа Кошелева В.Н. была оценена наградами. Он удостоен звания "Почётный нефтяник", "Ветеран труда", награждён грамотами Министерства нефтяной промышленности.

В.Н. Кошелев - автор более 160 научных работ, в том числе статей, изобретений и патентов РФ, справочного пособия "Буровые и тампонажные растворы. Промывка и крепление скважин".

Владимир Николаевич был в высшей степени профессиональным, интеллигентным, творческим, благородным, остроумным человеком, которого всегда отличало неформальное отношение к делу и искреннее, сердечное внимание к людям

Светлая память о замечательном учёном и человеке сохранится в сердцах его друзей и коллег.

Актуальные технологии для нефтегазового комплекса на страницах журнала

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

tom@ids-corp.ru; **povalihin1@yandex.ru**;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 Х 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы - в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ - Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel - отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

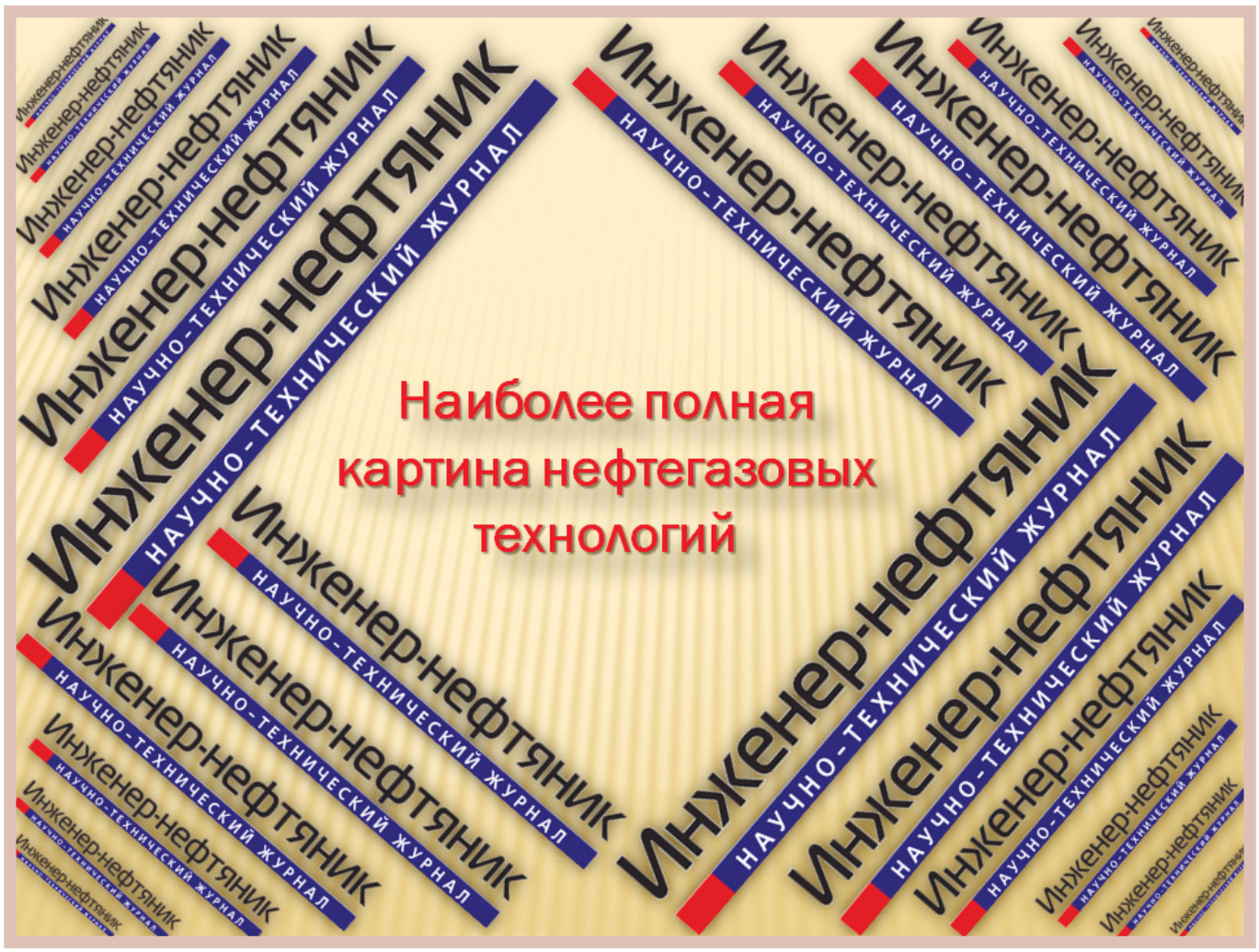
8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α, I, d, h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (sin, exp, lim), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2018 год!

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";

- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:
127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10
Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241
Факс: (495) 543 9612