

И.З. Денисламов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **М.Д. Валеев** (ООО Научно-производственное предприятие «VM Система», г. Уфа, Российская Федерация)

ЕДИНАЯ ОСНОВА РЕПЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Ildar Z. Denislamov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Marat D. Valeev** (Scientific and Production Enterprise «VM System» LLC, Ufa, Russian Federation)

UNIFIED BASIS OF REFERENCE TECHNOLOGIES IN OIL PRODUCTION

Введение

Физические и технологические процессы в добыче и при подготовке нефти происходят, как правило, в замкнутых объемах природного или искусственного происхождения. Закономерности течения этих процессов не всегда возможно фиксировать с помощью измерительных средств, в связи с чем в ряде случаев используют расчетные способы получения необходимой информации. Для изучения внутреннего содержания и состояния объектов нефтедобычи и нефтепромыслового оборудования используют индикаторы и меченые флюиды. В статье показана универсальность принципа применения таких диагностических методов, приведены аналоги из общеизвестных явлений окружающего мира.

Цели и задачи

Показать общий принцип реализации индикаторных и реперных технологий в скважинной добыче нефти и системе сбора и подготовки нефти, газа и попутной воды.

Background

Physical and technological processes in oil production and preparation occur, as a rule, in closed volumes of natural or artificial origin. The regularities of the course of these processes are not always possible to fix with the help of measuring instruments, in connection with which, in a number of cases, calculation methods for obtaining the necessary information are used. Indicators and labeled fluids are used to study the internal content and condition of oil production facilities and oilfield equipment. The article demonstrates the universality of the principle of using such diagnostic methods, provides analogs from well-known phenomena of the surrounding world.

Aims and Objectives

Show the general principle of the implementation of indicator and benchmark technologies in borehole oil production and the system for gathering and processing oil, gas and associated water.

Разработать техническое решение по применению температуры нефти в качестве информационного параметра для трубопроводного транспорта на основе единообразия реперных технологий.

Методы

Рассмотрены причинно-следственные связи в процессах нефтедобычи и окружающего мира, в которых изменение концентрации вещества в его определенной зоне диагностируется удобным и приемлемым способом - путем определения плотности, скорости движения, температуры или давления вещества.

Результаты

Обоснована единая основа природных явлений и технологических процессов в нефтедобыче, что использовано для разработки реперных технологий по оценке внутреннего состояния скважин и трубопроводов системы нефтесбора.

На основе единых основополагающих принципов реперных технологий обоснована возможность применения технологий, используемых при нефтегазодобыче, в трубопроводном транспорте углеводородного сырья путем усиления границ между зонами нефти с различной температурой и концентрацией вещества.

To develop a technical solution for the use of oil temperature as an information parameter for pipeline transport based on the uniformity of reference technologies.

Methods

The reference and indicator technologies are considered by the authors according to the mechanism of creating a zone of fluids with different pressure, density and composition values in terms of the concentration of the substance.

Results

A unified basis of natural phenomena and technological processes in oil production has been substantiated, which is used to develop reference technologies for assessing the internal state of wells and pipelines of the oil gathering system.

On the basis of the common fundamental principles of reference technologies, the possibility of applying the technologies used in oil and gas production in the pipeline transport of hydrocarbon raw materials is substantiated by strengthening the boundaries between oil zones with different temperatures and substance concentrations.

Ключевые слова: реперные технологии; индикатор; температура; давление; трубопровод; концентрация вещества; нефть; объем отложений; датчик

Key words: reference technologies; indicator; temperature; pressure; pipeline; concentration of the substance; oil; volume of deposits; sensor

Индикаторные методы диагностики или мониторинга процесса длительное время успешно используются в нефтегазодобыче для решения широкого круга геолого-промысловых задач. Основная доля исследований в этой области проводится для определения направлений движения пластовых флюидов в межскважинном пространстве [1-5]. Такие работы позволяют выявить застойные зоны пласта со значительным остаточным содержанием нефти, изучить особенности движения флюидов в поровом простран-

стве, а также оценить эффективность геолого-технических мероприятий, проведенных в пласте, например гидроразрыва пласта (ГРП) и других воздействий на пласт.

Индикаторные или трассерные методы подразумевают внесение в пластовые флюиды стороннего компонента, который инертен к окружающей среде, не адсорбируется в поровом пространстве и надежно определяется в отбираемых скважинных пробах. Индикаторы могут находиться некоторое время на поверхности вносимого вещества, например

пропанта во время ГРП, который постепенно выносится, причем избирательно по отношению к нефти и воде. По содержанию трассеров в скважинной продукции специалисты оценивают параметры разработки продуктивного пласта в зоне горизонтального ствола скважины после многостадийного гидроразрыва пласта [6].

В работе [7] предложено менять свойства флюидов и наблюдать за их движением в пластовых условиях, далее в колонне лифтовых труб скважин или в нефтепромысловых трубопроводах. Изменять можно такие характеристики жидкостей, как плотность, скорость движения, температура, давление, компонентный состав. Последний параметр меняется без внесения трассера или индикатора. В работах [8-11] отмечается влияние определенных процессов в пластовых условиях в тот или иной период разработки нефтяного месторождения на характеристики добываемой нефти. Компонентный состав пластовых флюидов можно менять при этом на короткий период времени. Достаточно удалить значимый компонент из нефти или воды, например сероводород. В работе [12] показана временная стабильность сероводорода в пластовых условиях и в системе сбора и подготовки скважинной продукции, поэтому наблюдение за концентрацией этого элемента дает дополнительную информацию о причинах изменения концентрации газа во флюидах. Согласно патенту [13], на устьях нагнетательных скважин предложено производить полную нейтрализацию сероводорода в поступающей воде и следить за направлением движения закачиваемой воды традиционным методом - отбором устьевых проб жидкости с добывающих скважин. Для оперативного и независимого мониторинга меняющейся на месторождении ситуации по сероводороду разработаны и успешно применяются в нефтяных компаниях анализаторы АСЖ-02 [14, 15].

В статье [16] приведена классификация реперных технологий, условно сгруппированных в три группы. Технологии первой группы объединяют индикаторные методы, когда в исследуемый объект вводят трассеры - стабильные и инертные к объекту компоненты. Вторая и третья группы основаны на измене-

нии характеристик наблюдаемого флюида или вещества и отличаются они лишь тем, что вторая группа используется для оценки линейной характеристики объекта, а третья - для определения его емкостной характеристики.

В данной статье рассматривается общее, что объединяет реперные и индикаторные технологии. По мнению авторов, это - различие в концентрации вещества в реперной зоне и до неё. Слово «индикатор» исторически присуще технологиям, связанным с внесением иного вещества в исследуемую среду, поэтому для характеристики технологий, не связанных с появлением в исследуемых флюидах нового вещества, предложено использовать термин «репер». Слово имеет геологическое происхождение и означает выдержанное в пространстве и во времени вещество, отличное по своему составу или свойствам от элементов окружающей среды.

Рассмотрим на примерах реперных технологий объединяющую их основу.

По мнению большинства ученых и специалистов нефтяных компаний, сегодня, как и десятилетия назад наиболее распространенной проблемой в нефтедобыче являются отложения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) в скважинах, трубопроводной системе и емкостном оборудовании промыслов. Выбор и обоснование оптимального способа предупреждения образования отложений или их удаления связаны с задачей определения объема отложений в оборудовании. Простое и эффективное решение такой задачи для колонны лифтовых труб скважины состоит в заполнении труб реперной жидкостью. Объем отложений определяется как разница между объемами колонны труб без отложений и реперной жидкости. Жидкость с реперными свойствами можно создать несколькими способами.

Использование температуры флюида в качестве реперной границы

Повышение температуры жидкости ведет к росту кинетической энергии молекул жидкости, объемному расширению, а следовательно, и к снижению концентрации веще-

ства в его единичном объеме. Явление температурного расширения металла хорошо известно по добыче высоковязкой нефти закачкой пара в продуктивный пласт. Для сохранения целостности подземного оборудования колонну труб для закачки пара комплектуют компенсатором, который меняет длину колонны на десятки сантиметров [17] или используют термоизолированные вакуумные трубы [18].

Температуру добываемой скважинной продукции можно повысить на 10-15 °С с помощью частотного преобразователя тока погружного электродвигателя центробежного насоса. Расчеты показывают, что этого достаточно, чтобы на устье скважины «теплая» волна жидкости пришла с повышенной на 3-4 °С температурой и тем самым диагностировала объем отложений $V_{отл}$ в колонне лифтовых труб по формуле:

$$V_{отл} = \ell \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \kappa \cdot Q \cdot (t_2 - t_1) \quad (1)$$

где ℓ - длина колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) или трубопровода с отложениями;

D - внутренний диаметр колонны труб;

Q - производительность электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) во время измерений;

κ - адаптационный коэффициент, определяется по чистой колонне НКТ;

t_1 - хронологическое время повышения температуры в зоне ЭЦН;

t_2 - хронологическое время прихода на устье скважины скважинной жидкости с повышенной температурой.

Давление среды в качестве реперного показателя

В газовых и жидких средах сила равна произведению давления среды на площадь сосуда или любого тела в нем.

Перенос воздушных масс в атмосфере планеты, движение снаряда в стволе артил-

лерийского орудия, движение флюидов в поровом пространстве нефтяной залежи и трубопровода происходят благодаря перепаду давления между двумя рассматриваемыми точками. При относительно равной температуре этих точек повышенное давление в одной точке относительно другой объясняется лишь повышенной концентрацией молекул вещества, поэтому граница между обычной жидкостью и реперной и в данном случае показывает различие в концентрации вещества.

В [19] предложено измерять скорость движения нефти или воды в трубопроводе с помощью ультразвукового расходомера типа Панаметрикс. На участке трубопровода с отложениями проходное сечение сужается, а скорость движения растет ввиду постоянства расхода по длине объекта исследования.

Согласно уравнению Бернулли с ростом скорости потока в трубопроводе давление снижается, параметр зависит от концентрации вещества - молекул транспортируемой жидкости. И здесь поток повышенной скорости показывает единообразие реперных технологий - он имеет иную концентрацию молекул жидкости в сравнении с трубопроводной жидкостью на участках без отложений.

Компонентный состав флюидов

Данные прямых измерений состава флюидов в межтрубном пространстве (МП) нефтедобывающих скважин показывают, что от насоса до динамического уровня жидкости находится нефть с малым содержанием воды [20]. Это использовано авторами изобретения [21] для вывода электроцентробежного насоса на оптимальный режим работы, когда его производительность соответствует притоку пластовой жидкости в скважину.

В качестве индикации притока нефти в колонну лифтовых труб из МП выбран контроль обводненности продукции на устье скважины. При снижении доли воды в лифтируемой продукции становилось ясным, что электроцентробежный насос при повышенной частоте тока погружного электродвигателя начинает часть жидкости забирать из межтрубного пространства скважины в виде безводной нефти.

Плотность вещества в качестве реперной компоненты

Параметр обладает универсальностью, согласно которой плотность и концентрация вещества коррелируют между собой прямой зависимостью.

К примеру, для большинства пластовых вод нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции установлена эмпирическая зависимость:

$$M = 1,5 \cdot (\rho - 1000),$$

где M - минерализация воды по 6-компонентному анализу, г/л;

ρ - плотность пластовой воды как солевого раствора, кг/м³.

В газовых системах аналогичная зависимость наблюдается и без привнесенных веществ в газе. Это выражено формулой барометрического нивелирования Лапласа-Бабинэ [5], в которой плотность и давление газа возрастают по глубине скважины по экспоненциальной зависимости. В реперных технологиях плотность среды меняется благодаря полной замене одной жидкости на другую.

В колонне лифтовых труб скважины или в нефтепроводе с АСПО резкое изменение контролируемой плотности будет сигнализировать о смене одной жидкости на другую, и, конечно, об изменении концентрации определенного вещества в другом.

Допустим из нефтепровода реперной жидкостью - минерализованной водой или глинистым раствором вытесняется нефть для оценки объема отложений. На границе двух жидкостей концентрация одной жидкости в другой, например реперной воды в нефти, будет расти от 0 до 100 %.

Во всех приведенных примерах важно чтобы происходило значительное и резкое изменение концентрации вещества в единице объема рассматриваемого флюида. Сила гравитации, конвективные тепловые потоки, диффузионные явления существенно снижают такой эффект, в связи с чем во многих

технологиях границу в концентрациях необходимо усиливать механическим или иным путем.

При транспортировке светлых нефтепродуктов различной сортности используют разделитель жидкости [22], выполненный в форме шара из твердого полимера.

В скважинах и трубопроводах с отложениями такой разделитель неприменим, поэтому в качестве подвижного местного сопротивления и реперной границы по параметру «давление среды» в работе [23] предложено использовать высоковязкую жидкость.

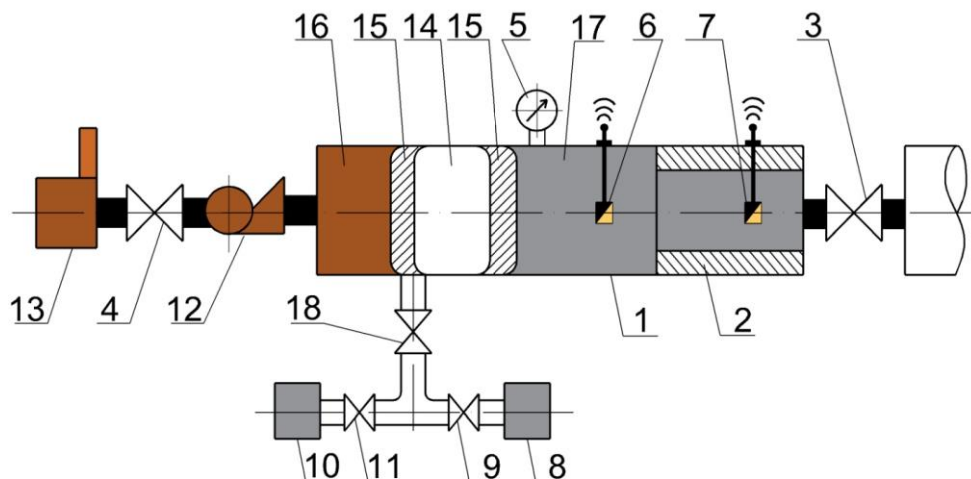
Датчики давления, установленные в начале и конце осложненного отложениями участка трубопровода, чувствуют появление подвижного местного сопротивления и по времени скачков давления определяют объем АСПО и объем потребного количества органического растворителя для удаления отложений.

Температура флюидов в качестве информационного показателя

Перенос технологии, в которой в качестве репера выступает температура транспортируемой среды, со скважин в нефтепроводы предопределяет значительную погрешность из-за передачи тепловой энергии от горячей нефти в сторону транспортируемой впереди относительно холодной нефти и одновременного действия сил гравитации, когда более теплая жидкость занимает в трубопроводе верхнее положение.

Для устранения недостатка предлагается реперную границу сделать ярко выраженной, расположив между жидкостями разной температуры газовую зону из азота, теплопроводность которого на порядок ниже, чем у нефти.

На рисунке 1 приведена схема нефтепровода с подогревом перекачиваемой нефти для снижения её вязкости и сокращения длины трубопровода с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ. До начала закачки горячей нефти в нефтепровод 1 необходимо с помощью компрессора 8 закачать газовый компонент 14.



- 1 - исследуемый трубопровод; 2 - отложения; 3 - задвижка в конце трубопровода;
 4 - задвижка в начале трубопровода; 5 - манометр;
 6 - и 7 - датчики температуры соответственно в начале и конце трубопровода;
 8 - компрессор; 9 - задвижка на линии подачи инертного газа;
 10 - насосный агрегат типа ЦА-320;
 11 - задвижка на линии подачи эмульсионного состава;
 12 - трубопроводный насос; 13 - печь подогрева типа ПТБ-10;
 14 - инертный газ; 15 - оторочки эмульсионной жидкости; 16 - горячая нефть;
 17 - трубопроводная остывшая нефть;
 18 - задвижка на отводе трубопровода с отложениями

Рисунок 1. Реализация реперной технологии в нефтепроводе с подогревом

Граница между нефтью и газом усиливается путем закачки мелкодиспергированной водонефтяной эмульсии (ВНЭ) 15 с большим содержанием эмульгаторов.

Благодаря такой последовательности флюидов на межфазной поверхности между газом и ВНЭ, а также между эмульсией и нефтью произойдет накопление эмульгаторов с последующим упрочнением этой поверхности на межмолекулярной уровне.

При закачке горячей нефти от подогревателя типа ПТБ-10 газовая составляющая будет перемещаться по трубопроводу и исключит теплопередачу и размывание температурного репера.

Рассмотрим сущность реперной технологии с позиции движения флюидов с различной концентрацией веществ еще на одном общеизвестном примере.

Определение уровня жидкости в скважине акустическим методом

На устье скважины создается звуковая волна, которая движется в газовой среде, отражается от жидкости и возвращается в исходную точку, где фиксируется датчиком известным способом.

По времени движения акустической волны вниз и вверх и определяют глубину

уровня жидкости в скважине. Акустическая волна, по сути, является зоной повышенной концентрации газовых молекул, приемный датчик на устье регистрирует границу газов с различной концентрацией молекул попутного нефтяного газа в межтрубном пространстве скважины.

Большое многообразие физических явлений в природе, по мнению авторов, объясняется различием концентрации вещества в различных зонах: до определенной границы, в граничной зоне или после неё.

Для нерастворимых друг в друге веществ такой границей является межфазная поверхность, образующаяся в результате смешения, в частности, нефти и воды при формировании эмульсий.

На примере количественной диагностики АСПО в нефтепроводе, работающем с подогревом вязкой и парафинистой нефти, в статье описан способ усиления граничного репера между нефтью двух видов - остывшей трубопроводной и горячей нефти после печи типа ПТБ-10.

В других случаях репером является сам флюид, находящийся в исследуемом объекте: скважине или трубопроводе и имеющий отличительные свойства - большую скорость движения, другие плотность, давление, температуру.

Для количественной оценки вещества введено понятие моли, организована международная система единиц измерения (СИ) характеристик и свойств веществ. Таблица Д.И. Менделеева состоит из ста с небольшим химических элементов, которые образуют неограниченное количество живых и неживых материй. Все они имеют границы, даже свет в виде потока фотонов имеет предел, благодаря которому и была вычислена скорость света.

В данной статье авторами показано то, что граница между веществами различной концентрации может иметь двойное происхождение:

- за счет внесенного компонента - индикатора;
- благодаря изменению состояния и свойств одного и того же вещества путем его

уплотнения или, наоборот, нагрева, а значит изменения его концентрации.

Происходящие вокруг нас явления, наличие материальных предметов и их границ можно объяснить и с точки зрения изменения концентрации веществ в одной зоне относительно другой.

Перемещение флюидов в трубопроводной системе или поровом пространстве пласта происходит благодаря превышению давления в одной зоне относительно другой. Способом повышения давления в изотермических процессах и является увеличение концентрации молекул в единице объема путем сжатия занимаемого веществом пространства. Сжатие вещества может быть постепенным, как это происходит при закачке воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления, или резким, вследствие чего образуется в газовых системах звуковая волна, а в жидкостях происходит такое явление как гидравлический удар. Это явление в трубопроводной системе фиксируется с помощью манометра - он показывает значительное и кратковременное превышение давления в зоне измерительного устройства. Повышение давления при рассмотрении этого явления можно объяснить только повышением концентрации молекул жидкости.

Вывод

Концентрация вещества рассмотрена в статье как информационная реперная составляющая явлений, происходящих в окружающей нас среде, и в частности в нефтедобыче.

Если индикаторные методы основаны на значительном изменении определенного вещества в общем потоке флюида путем внесения вещества в поток, то реперные технологии основаны на изменении свойств определенной части флюида и наблюдении за движением такого репера в емкостном пространстве.

Разнообразие способов изменения свойств жидкостей и газов для рассмотренных технологий в нефтедобыче имеет, по мнению авторов, общую основу - изменение концентрации вещества в реперной зоне.

Список литературы

1. Порошин В.Д., Хайнак В.П., Морозов А.Г. Гидродинамические методы контроля за разработкой подсольевых и межсольевых нефтяных залежей // Изобретения и рациональные предложения. М.: ВНИИОЭНГ, № 3. С. 61-77.
2. Никаноров А.М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований. М.: Недра, 1977. 256 с.
3. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 7-2. С. 23-26.
4. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазонасыщенных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
5. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1984. 486 с.
6. Гурьянов А., Каташов А., Овчинников К. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Время колтюбинга. Время ГРП. 2017. № 2 (60). С. 42-51.
7. Денисламов И.З. Реперные технологии и исследования в нефтедобыче. Уфа: Монография, 2016. 103 с.
8. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяного месторождения. Уфа: БашНИПНефть, 2001. 137 с.
9. Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 334 с.
10. Данилов В.И., Усачев Б.П., Исаев В.Н. Об изменении нефтей в залежах в процессе их разработки // Проблема освоения нефтяных месторождений с аномальными свойствами: сб. науч. тр. Гипровостокнефть. Куйбышев: Гипровостокнефть, 1983. С. 126-130.
11. Хамидуллин Ф.Ф., Дияшев Р.Н., Амерханов И.И. Исследование изменения физико-химических свойств добываемых нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 31-33.
12. Рабартдинов З.Р. Научно-методическое обоснование использования сероводорода как реперной компоненты в процессах нефтедобычи: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: НПФ Башнефтегефизика, 2013. 146 с.
13. Пат. 2286453 РФ, МПК Е 21 В 47/10. Способ оценки гидродинамической связи между скважинами сероводородсодержащего месторождения / И.З. Денисламов, Ф.Д. Шайдуллин, И.Ф. Ситдилов, А.Ф. Аминов. 2005103875/03, Заявлено 14.02.2005; Опубл. 27.10.2006. Бюл. 30.
14. СТ-04-03-01. Применение нейтрализаторов сероводорода на объектах ОАО АНК «Башнефть». Уфа: АНК «Башнефть», 2010. 21 с.
15. СТ-17-03-01. Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа. Уфа: АНК «Башнефть», 2011. 85 с.

References

1. Poroshin V.D., Khainak V.P., Morozov A.G. Gidrodinamicheskie metody kontrolya za razrabotkoi podsolevykh i mezhsoplevykh neftyanykh zalezhei [Hydrodynamic Methods of Monitoring the Development of Subsalt and Inter-Salt Oil Deposits]. *Izobreteniya i ratspredlozheniya* [Inventions and Rationalization Proposals]. Moscow, VNIIOENG Publ., No. 3, pp. 61-77. [in Russian].
2. Nikanorov A.M. *Metody neftegazopromyslovyykh gidrogeologicheskikh issledovaniy* [Methods of Oil and Gas Field Hydrogeological Research]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 256 p. [in Russian].
3. Konev D.A. Issledovanie neftyanykh plastov s pomoshch'yu indikatornogo metoda [Study of Oil Reservoirs Using the Indicator Method]. *Sovremennye naukoemkie tekhnologii - Modern High Technologies*, 2014, No. 7-2, pp. 23-26. [in Russian].
4. Sokolovskii E.V., Solovev G.B, Trenchikov Yu.I. *Indikatornye metody izucheniya neftegazonosnykh plastov* [Indicator Methods for Studying Oil and Gas Reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 157 p. [in Russian].
5. Korotaev Yu.P., Shirkovskii A.I. *Dobycha, transport i podzemnoe khranenie gaza* [Gas Production, Transportation and Underground Storage]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 486 p. [in Russian].
6. Guryanov A., Katashov A., Ovchinnikov K. Diagnostika i monitoring pritokov skvazhin s pomoshch'yu trasserov na kvantovykh tochках [Diagnostics and Monitoring of Well Inflows Using Quantum Dot Tracers]. *Vremya koltyubinga. Vremya GRP - Coiled Tubing Times Journal*, 2017, No. 2 (60), pp. 42-51. [in Russian].
7. Denislamov I.Z. *Repernye tekhnologii i issledovaniya v neftedobyche* [Benchmark Technologies and Research in Oil Production]. Ufa, Monografiya Publ., 2016. 103 p. [in Russian].
8. Sheikh-Ali D.M. *Izmenenie svoystv plastovoi nefiti i gazovogo faktora v protsesse ekspluatatsii neftyanogo mestorozhdeniya* [Changes in the Properties of Reservoir Oil and Gas Factor During the Operation of an Oil Field]. Ufa, BashNIPNef't' Publ., 2001. 137 p. [in Russian].
9. Melik-Pashaev V.S. *Geologiya, razvedka i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii* [Geology, Exploration and Development of Oil Fields]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 334 p. [in Russian].
10. Danilov V.I., Usachev B.P., Isaev V.N. Ob izmenenii neftei v zalezhakh v protsesse ikh razrabotki [On the Change of Oils in Deposits During Their Development]. *Sbornik nauchnykh trudov Giprovostokneft' «Problema osvoeniya neftyanykh mestorozhdenii s anomal'nymi svoystva»* [Collection of Scientific Papers Giprovostokneft' «The Problem of Developing Oil Fields with Abnormal Properties»]. Kuibyshev, Giprovostokneft' Publ., 1983, pp. 126-130. [in Russian].
11. Khamidullin F.F., Diyashev R.N., Amerkhanov I.I. Issledovanie izmeneniya fiziko-khimicheskikh svoystv dobyvaemykh neftei v protsesse razrabotki Romashkinskogo mestorozhdeniya [Investigation of Changes in the Physicochemical Properties of Pro-

16. Денисламов И.З. Классификация реперных технологий в нефтедобыче // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 3 (113). С. 32-39. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-3-32-39.
17. Зейгман Ю.В., Шаммазова А.М. Нефтегазовое дело: В 6 Т. Добыча нефти и газа. СПб.: Недра, 2011. Т. 3. 287 с.
18. Малофеев Г.Е., Мирсаетов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. 224 с.
19. Пат. 2445545 РФ, МПК F 17 D 3/00. Способ определения объема отложений в трубопроводе / А.М. Галимов, И.З. Денисламов, Р.Н. Ибрагимов, Ф.Ф. Хасанов. 2011106091/06, Заявлено 17.02.2011; Опубл. 20.03.2012. Бюл. 8.
20. Валеев М.Д., Майер А.В., Леонтьев С.А., Мохов М.А. Теория и практика насосной добычи высоковязкой нефти из обводненных скважин. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. 268 с.
21. Пат. 2421605 РФ, МПК E 21 B 43/12. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом / А.Р. Латыпов, В.Ф. Шаякберов, Р.Р. Исмагилов, И.А. Латыпов, Э.В. Шаякберов. 2010106000/03, Заявлено 19.02.2010; Опубл. 20.06.2011. Бюл. 17.
22. ГОСТ 21218-75. Разделители резиновые шаровые для трубопроводов. Технические условия. М.: Издательство стандартов, 1981. 10 с.
23. Пат. 2728011 РФ, МПК F 17 D 3/00. Способ количественной диагностики отложений в трубопроводе / И.З. Денисламов. 2019142317, Заявлено 16.12.2019; Опубл. 28.07.2020. Бюл. 22.
- duced Oils During the Development of the Romashkino Field]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2000, No. 7, pp. 31-33. [in Russian].
12. Rabartdinov Z.R. *Nauchno-metodicheskoe obosnovanie ispol'zovanie serovodoroda kak reперной компоненты в protsessakh nefteдобычи: дис. канд. техн. наук* [Scientific and Methodological Substantiation of the Use of Hydrogen Sulfide as a Reference Component in Oil Production Processes: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, NPF Bashneftefizika Publ., 2013. 146 p. [in Russian].
13. Denislamov I.Z., Shaidullin F.D., Sitdikov I.F., Aminov A.F. *Sposob otsenki gidrodinamicheskoi svyazi mezhdu skvazhinami serovodorod-soderzhashchego mestorozhdeniya* [A Method for Assessing the Hydrodynamic Connection Between Wells of a Hydrogen Sulfide-Containing Field]. Patent RF, No. 2286453, 2006. [in Russian].
14. ST-04-03-01. *Primenenie neutralizatorov serovodoroda na ob'ektakh OAO ANK «Bashneft»* [ST-04-03-01. Application of Hydrogen Sulfide Neutralizers at the Facilities of ANK Bashneft]. Ufa, ANK «Bashneft» Publ., 2010. 21 p. [in Russian].
15. ST-17-03-01. *Poryadok provedeniya laboratornykh i opytно-promyslovykh ispytaniy khimicheskikh reagentov dlya primeneniya v protsessakh dobychi i podgotovki nefti i gaza* [ST-17-03-01. The Procedure for Laboratory and Pilot Field Tests of Chemical Reagents for Use in the Production and Treatment of Oil and Gas]. Ufa, ANK «Bashneft» Publ., 2011. 85 p. [in Russian].
16. Denislamov I.Z. *Klassifikatsiya repерных технологий в nefteдобыче* [Reference Technologies Classification in Oil Production]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 3 (113), pp. 32-39. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-3-32-39. [in Russian].
17. Zeigman Yu.V., Shammazova A.M. *Neftegazovoe delo: V 6 T. Dobycha nefti i gaza* [Oil and Gas Business: In 6 Volumes. Oil and gas]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2011, Vol. 3. 287 p. [in Russian].
18. Malofeev G.E., Mirsaetov O.M., Cholovskaya I.D. *Nagnetanie v plast teplonositelei dlya intensifikatsii dobychi nefti i uvelicheniya nefteotdachi* [Injection of Coolants into the Reservoir to Enhance Oil Production and Increase Oil Recovery]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2008. 224 p. [in Russian].
19. Galimov A.M., Denislamov I.Z., Ibragimov R.N., Khasanov F.F. *Sposob opredeleniya ob'ema otlozhenii v truboprovode* [Method for Determining the Volume of Deposits in the Pipeline]. Patent RF, No. 2445545, 2012. [in Russian].
20. Valeev M.D., Maier A.V., Leontev S.A., Mokhov M.A. *Teoriya i praktika nasosnoi dobychi vysokovязкой nefti iz obvodnennykh skvazhin* [Theory and Practice of High-Viscosity Oil Production from Water-Flooded Wells]. Moscow, RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2018. 268 p. [in Russian].
21. Latypov A.R., Shayakberov V.F., Ismagilov R.R., Latypov I.A., Shayakberov E.V.

Sposob ekspluatatsii skvazhiny, oborudovannoi ustanovkoi elektrosentrobezhnogo nasosa s chastotno-reguliruemym privodom [Method of Operating a Well Equipped with an Electric Centrifugal Pump Installation with a Variable Frequency Drive]. Patent RF, No. 2421605, 2011. [in Russian].

22 GOST 21218-75. *Razdeliteli rezinovyie sharovye dlya truboprovodov. Tekhnicheskie usloviya* [State Standard 21218-75. Rubber Spheres Dividing for Pipelines. Specifications]. Moscow, Izdatel'stvo standartov Publ., 1981. 10 p. [in Russian].

23. Denislamov I.Z. *Sposob kolichestvennoi diagnostiki otlozhenii v truboprovode* [Method for Quantitative Diagnostics of Deposits in a Pipeline]. Patent RF, No. 2728011, 2020. [in Russian].

Авторы

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Валеев Марат Давлетович, д-р техн. наук, профессор
ООО Научно-производственное предприятие «VM Система»
Технический директор
Российская Федерация, 450516, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, с. Кумлекуль,
ул. Береговая, 46
e-mail: vm5943@mail.ru

The Authors

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Fields Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: , denislamoviz@mail.ru

• Valeev Marat D., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Scientific and Production Enterprise «VM System» LLC
Technical Director
46, Beregovaya str., Kumlekul village, Ufa District, Republic of Bashkortostan, 450516,
Russian Federation
e-mail: vm5943@mail.ru