И.З. Денисламов, Ю.В. Зейгман, А.А. Имамутдинова (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация),
А.И. Денисламова (Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация)

КОНЦЕНТРАЦИЯ ВЕЩЕСТВА - ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Ildar Z. Denislamov, Yuriy V. Zeigman, Adelina A. Imamutdinova,
Aliya I. Denislamova (Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation)

SUBSTANCE CONCENTRATION IS AN INFORMATION INDICATOR OF TECHNOLOGICAL PROCESSES IN OIL PRODUCTION

Введение

Параметр «концентрация вещества» используется во всех областях науки, техники и жизни, характеризует в той или иной степени практически все известные нам процессы. В статье данный параметр рассматривается с нескольких сторон. Исходя из определения термина, рассмотрены примеры технологических процессов, в которых меняется концентрация либо однокомпонентного вещества, либо однофазного (концентрация первого вида). Процессы, происходящие в пластовых условиях, при движении и сепарации в скважинах, трубопроводах и емкостном оборудовании принято описывать с помощью концентрации вещества второго вида, когда оценивается количественное присутствие одной компоненты относительно всех составляющих вещества.

Объективная связь между концентрацией вещества обоих видов и такими характеристиками флюидов, как давление, температура, скорость движения показана на известных примерах теории и практики нефтедобычи.

Background

The parameter «substance concentration» is used in all areas of science, technology and life, characterizes, to one degree or another, practically all processes known to us. In the article, this parameter is considered from several angles. Based on the definition of the term, examples of technological processes are considered in which the concentration of either a single-component substance or a single-phase one (the concentration of the first type) changes. The processes occurring in reservoir conditions, during movement and separation in wells, pipelines and storage equipment, are usually described using the concentration of a substance of the second type, when the quantitative presence of one component is estimated relative to all constituents of the substance.

An objective relationship between the concentration of substances of both types and such characteristics of fluids as pressure, temperature, speed of movement is shown using well-known examples of the theory and practice of oil production.

Цели и задачи:

- провести типологию термина «концентрация вещества» на основе сравнительного анализа методик и технологий, используемых для оценки характеристик процессов нефтедобычи;
- показать изменение концентрации вещества в реперных технологиях по оценке внутреннего состояния лифтовых труб скважин и промысловых трубопроводов, фиксируемое известными средствами измерения.

Методы

Концентрация вещества оценивается по плотности, давлению, температуре и скорости движения флюидов в исследуемой зоне объекта нефтедобычи. Объем отложений в нефтепромысловом оборудовании определяется объемным методом после фиксации количества реперной жидкости в исследуемой полости.

Результаты

Предложено в нефтепромысловой практике условно выделить два вида концентрации вещества, отличающиеся по способу определения в промысловых условиях. Приведены примеры реперных технологий, основанных на изменении концентрации вещества первого вида.

Aims and Objectives:

- to conduct a typology of the term «substance concentration» based on a comparative analysis of methods and technologies used to assess the characteristics of oil production processes;
- to prove the change in the substance concentration in reference technologies by assessing the internal state of lift pipes of wells and production pipelines, which is recorded by known measuring instruments.

Methods

The concentration of a substance is estimated by the density, pressure, temperature and speed of movement of fluids in the studied area of the oil production object. The volume of deposits in oilfield equipment is determined by the volumetric method after fixing the amount of reference fluid in the studied cavity.

Results

It is proposed in oilfield practice to conditionally distinguish two types of substance concentration, which differ in the method of determination in field conditions. Examples of reference technologies based on changes in the concentration of a substance of the first type are given.

Ключевые слова: концентрация вещества; давление; температура; моль вещества; скважина; трубопровод; плотность; скорость

Keywords: substance concentration; pressure; temperature; mole of the substance; well; pipeline; density; rate

В статье понятие «концентрация вещества» рассматривается как универсальный параметр, характерный для газовых и жидких сред в технологических процессах скважинной добычи и подготовки нефти, газа и попутной воды.

«Концентрация вещества» в общепринятом понятии – это количество структурных частиц (молекул, атомов и ионов) в единице объема пространства. Рассматриваемое пространство может состоять из молекул одного вещества, например воды или метана. В этом

случае концентрация будет выражать плотность вещества, то есть массовую характеристику объекта исследования. Условно назовем это концентрацией вещества *первого вида*. Известно, что при повышении температуры происходит расширение вещества, ведущее к снижению количества элементарных частиц в единице объема, то есть к снижению концентрации вещества. Примеры показывают, что концентрацию вещества первого рода можно измерить с помощью термометра или датчика температуры.

По другой общепринятой точке зрения, под термином «концентрация» подразумевают отношение количества одного компонента вещества к количеству всего вещества [1]. Условно назовем это концентрацией вещества *второго вида*. Термин «количество» может быть определен разными способами: числом структурных частиц, их объемом или массой, а также понятием «моль вещества». Для жидких растворов концентрация означает количественное содержание вещества в растворе [2].

Концентрация вещества в процессах нефтедобычи меняется по объективным причинам, например, из-за изменения термобарических условий в скважине и в замкнутом емкостном оборудовании системы сбора и подготовки нефти, газа и воды. Меняется концентрация вещества и в скважинных условиях из-за снижения давления от продуктивного пласта до устья скважины и выделения попутного нефтяного газа из нефти. Изменение концентрации вещества в пластовых условиях носит долговременный характер из-за значительного объема порового пространства пласта и крайне малой скорости изменения давления и температуры в пласте.

Рассмотрим информативность и практическую ценность данного параметра в технологических процессах нефтедобычи.

В системе сбора и подготовки нефти, газа и воды движение флюидов, их разделение и последующая подготовка ведутся под избыточным давлением и в ограниченном объеме емкостного оборудования - в трубопроводах, сепараторах и отстойниках. Основная задача системы - подготовка максимально возможного количества товарной нефти. Качество товарной нефти оценивают по количественному присутствию в нефти воды, хлористых солей, механических примесей и давлению насыщенных паров (ДНП) нефти. Первые три параметра показывают массовое присутствие отдельной компоненты в единице массы или объема нефти и являются концентрацией вещества второго вида. Стабильность нефти оценивается количественным присутствием в нефти легких углеводородов (пропан-бутановых фракций). Наиболее точно эту оценку можно выполнить с помощью на-

грева нефти до температуры 37,8 °С и измерения давления смеси газов в воздушной камере бомбы Рейда в соответствии с ГОСТ 1756-2000. Концентрация легких углеводородов оценивается не массовым или объемным способом, а с помощью высокоточного технического манометра.

Для получения максимального количества стабильной нефти на промыслах организована многоступенчатая сепарация газа из нефти. В 1933 г. Л. Катцем предложен метод материального баланса для расчета компонентного состава газовой и жидкой среды после сепарации пластовой нефти в емкостном оборудовании при определенных значениях давления и температуры [3-6]. Метод удобен тем, что позволяет находить не только распределение количества вещества в газовой и жидкой фазах, но и молярные массы фаз, что дает возможность рассчитать массы разделенных нефти и газа.

С помощью таблицы Д.И. Менделеева производится перевод молярных концентраций вещества в массовые для более удобного восприятия информации и адаптации данных к требованиям отчетности по промышленной безопасности в нефтедобыче. В первую очередь, речь идет о вредных веществах (ВВ) в рабочей зоне персонала предприятия. Концентрация ВВ на предприятиях нефтедобычи замеряется газоанализаторами в миллиграммах в кубометре газовой среды и не должна превышать предельно допустимую концентрацию (ПДК).

При шестикомпонентном анализе пластовых или сточных вод количество растворенных солей в виде ионов выражают в тех же единицах измерения - мг/л. Известно, что ионы являются носителями электрического заряда, поэтому по электропроводимости воды можно судить о количественном присутствии определенных веществ в водной среде [7]. На этом эффекте основано действие такого измерительного прибора, как кондуктометр, для оценки концентрации ионов водорода в воде или водном растворе.

Растворение в воде солей, в частности хлористого натрия, приводит к еще нескольким эффектам: повышается объем раствора и одновременно растет его плотность. Зави-

симось минерализации пластовых вод от плотности приведена в источнике [8], для нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции зависимость между параметрами выражается эмпирической формулой:

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

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

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

Формула (1) объединяет оба отмеченных эффекта - ионы солей не только уплотняют молекулярную структуру воды (повышают количества вещества в единице объема), но еще и увеличивают объем солевого раствора воды.

В системе сбора и подготовки нефти можно наблюдать изменение концентрации вещества первого вида в виде явления гидроудара жидкости в трубопроводе после внезапного закрытия задвижки. Явление фиксируется манометром резким и значительным повышением давления из-за сжатия жидкости и роста количества молекул жидкости в единице объема трубопровода. Другой пример постепенного изменения концентрации вещества наблюдается в действующем газопроводе, в котором давление в начале трубопровода превосходит давление в его конечной части.

С целью диагностики внутреннего состояния трубопровода или емкостного оборудования в статье рассматривается возможность и необходимость изменения концентрации вещества первого рода специальным образом - путем зонального сжатия вещества, его нагрева или изменения скорости его движения.

Наиболее распространенной и характерной для всех нефтяных компаний страны является проблема формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в скважинном оборудовании и в трубопроводной системе [9-13]. Нефтедобывающие компании начинают решать проблему до её возникновения, то есть подбирают и организуют дозировку ингибитора парафинообразования.

Практика эксплуатации промыслового оборудования показывает то, что невозможно подобрать ингибитор для всех скважинных условий ввиду многообразия компонентного состава добываемой нефти даже в пределах одной нефтяной залежи. Для выбора метода удаления образовавшихся АСПО необходимо знать местоположение и количество этих отложений.

Известно, что правильно подобранный органический растворитель является эффективным средством удаления таких отложений [14-16]. Использование реагента решает и экологическую проблему - в отличие от тепловых методов удаления АСПО после растворения и диспергирования частиц отложений не наблюдается вторичного образования твердых отложений в системе нефтесбора [16]. Для удаления одного объема асфальтосмолопарафиновых отложений необходимо использовать до 4-5 объемов органического растворителя, поэтому важно знать количество отложений в колонне лифтовых труб скважины или в трубопроводе системы нефтесбора. В работе [17] приведены примеры реперных технологий, с помощью которых диагностируют количественное присутствие отложений в осложненном участке трубопровода.

Наиболее практичным, по мнению авторов, является использование для этой цели ультразвукового расходомера с обратной функцией. На проблемном участке трубопровода обеспечивается постоянный расход однородной жидкости без газа и в равноудаленных точках объекта исследования с помощью расходомера определяют скорость движения жидкости [18]. В местах сужений скорость потока жидкости возрастает, а давление снижается согласно уравнению Бернулли. Снижение давления среды в зонах с отложениями свидетельствует об уменьшении концентрации вещества, а манометр показывает количественную сторону этого процесса. Для идеальных газов количество вещества в единице объема (определение термина концентрация) в изотермическом процессе находится в пропорциональной зависимости от давления газа, выраженная формулой Менделеева-Клапейрона.

При постоянстве давления в ограниченном участке трубопровода концентрацию вещества меняют с помощью тепловой энергии с целью разделения трубопроводной нефти и реперной нефти с повышенной температурой [19].

Количественная диагностика отложений в трубопроводе выполняется по формуле:

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

где $V_{отл}$ - объем отложений в полости трубопровода;

λ - длина трубопровода между двумя датчиками температуры;

D - внутренний диаметр чистого трубопровода;

Q - постоянный расход нефти по трубопроводу;

t_1 - хронологическое время первого роста температуры в зоне датчика, установленного в начале трубопровода;

t_2 - хронологическое время повышения температуры в зоне второго датчика, установленного в конце трубопровода.

В работе [20] приведены результаты лабораторных экспериментов по созданию и наблюдению за температурными метками в стабильном двухфазном потоке воды и нефти в горизонтальной части скважины.

Исследования показали, что с помощью температурных меток, которые, по сути, являются зонами транспортируемых веществ с пониженной концентрацией, диагностируется скорость перемещения отдельных фаз при ламинарном течении потока.

Согласно изобретению [21] предложено в качестве диагностического параметра использовать давление жидкости в трубопроводе.

Схема закачки реперной высоковязкой жидкости в осложненный отложениями участок трубопровода приведена на рисунке 1. Датчик давления δ чувствует реперную жидкость A в виде роста давления только после прохождения этой жидкости зоны датчика.

- 1 - трубопровод;
- 2 - отложения;
- 3 и 4 - задвижки в начале и конце участка трубопровода;
- 5 - передвижной насосный агрегат;
- 6 и 7 - датчики давления в начале и конце участка трубопровода;
- A-B-C - движение высоковязкой жидкости по трубопроводу

Рисунок 1. Схема закачки высоковязкой жидкости и показания датчиков давления в период закачки реперного состава

Скачок давления свидетельствует о росте концентрации транспортируемой жидкости (концентрация вещества первого вида) из-за повышения потерь давления на преодоления силы трения по формуле Дарси-Вейсбаха.

Объем отложений определяется также по (2), где параметры t_1 и t_2 будут означать хронологическое время повышения давления соответственно на первом и втором манометре.

В скважинных условиях для определения объема отложений в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) удобнее менять компонентный состав лифтируемой продукции, то есть концентрацию вещества второго вида.

Известно, что в межтрубном пространстве (МП) нефтедобывающей скважины накапливается практически безводная нефть. Авторы изобретения [22] предложили менять производительность электроцентробежного насоса с помощью частотного регулятора тока питания погружного электродвигателя и наблюдать за составом добываемой жидкости на устье скважины. Такие исследования позволяют найти оптимальный режим эксплуатации глубинного насоса, когда его производительность соответствует притоку пластовой жидкости в скважину.

Возможность быстрого изменения компонентного состава транспортируемой жидкости благодаря наличию безводной нефти в МП скважины удобно использовать для диагностики внутреннего состояния колонны НКТ по (2). Параметры t_1 и t_2 будут означать хронологическое время повышения производительности электроцентробежного насоса (ЭЦН) и время прихода на устье скважины жидкости с иной концентрацией вещества - нефти или воды.

В пластовых условиях изменение концентрации определенного вещества, наблюдаемого в процессах нефтедобычи, может быть постепенным или, наоборот, резким и скачкообразным. Например, процесс обводнения продуктивного нефтяного пласта - это достаточно эволюционный процесс, растянутый на десятилетия. Изменение компонентных составов добываемой нефти и пластовой воды происходит в течение всего периода разработки месторождения по многим геологическим и технологическим причинам [23-26].

В оперативной работе нефтегазодобывающего предприятия существуют процессы, в которых концентрация вещества меняется за короткий период времени значительно и скачкообразно. К ним относятся работы, связанные с постепенным повышением давления закачиваемой среды и резким снижением давления из-за открытия клапана при газлифте или появления трещины значительной проницаемости в продуктивном пласте после гидроразрыва пласта.

В этих процессах резкое изменение концентрации вещества (закачиваемого газа

или технологической жидкости) фиксируется с помощью датчика давления.

Для изучения фильтрационных процессов, определения направления движения флюидов в продуктивном нефтяном пласте в нагнетательные скважины закачивают оторочки стабильного вещества - индикатора или трассера.

В пробах жидкости, отбираемых в ближайших добывающих скважинах, фиксируют скачкообразное повышение концентрации индикатора, по времени появления и величине этих пиков судят о гидродинамической связи между скважинными зонами пласта. На сегодняшний день разработаны трассеры с избирательным распределением в водной среде или нефти [27, 28], что дает возможность определять зоны пласта с высокой нефтенасыщенностью и выявлять обводнившиеся пропластки продуктивного горизонта.

Реализация рассмотренных процессов нефтедобычи связана с изменением концентрации вещества первого и второго вида. В зависимости от физического состояния вещества значительно меняется и скорость изменения рассматриваемого параметра. Например, при движении акустической волны в газовой среде скорость уплотнения молекул воздуха или азота находится в пределах 331-343 м/с, в жидкой среде скорость перераспределения молекул значительно выше: 1225-1330 м/с - в нефти и 1450-1540 м/с - в воде. Это различие в скоростях использовано в изобретении [29] для идентификации уровней нефти и воды в колонне насосно-компрессорных труб и определения обводненности пластовой продукции после остановки работы глубинного насоса и ожидания необходимого времени на гравитационное отстаивание флюидов.

В статье рассмотрены примеры из области нефтедобычи, показывающие то, что технологические и физические явления можно объяснить, оценивая изменение концентрации вещества в наблюдаемой зоне.

Используем этот тезис для объяснения таких явлений, как внутритрубная деэмульсация скважинной продукции и коалесценция глобул воды в отстойниках при использовании деэмульгаторов.

Рассмотрим хаотичное соударение глобул воды в неполярном октане с отрицательным результатом - коалесценция частиц воды не наступает по двум причинам: молекулы воды на границе фаз не сбалансированы и притягиваются во внутреннюю область глобул воды с результирующим эффектом - силой поверхностного натяжения [30]. Во-вторых, при соударении глобул между ними остается пленка неполярного октана, молекулы которого также притягиваются друг к другу и не расходятся.

Положительный эффект от дозирования деэмульгатора в водонефтяную эмульсию исследователи объясняют вытеснением с межфазной поверхности природных эмульгаторов в область сплошной фазы - нефти [31]. Следствием процесса являются значительное снижение силы поверхностного натяжения и ускоренное гравитационное разделение эмульсии. В данном примере на границе октана и глобулы воды отсутствуют асфальтены, смолы, парафины и другие эмульгаторы, но присутствие на межфазной поверхности искусственных поверхностно-активных веществ (ПАВ) определенной концентрации значительно снижает силу поверхностного натяжения ввиду того, что молекулы ПАВ состоят из разнополярных частей и ориентируются избирательно в зоне межфазной поверхности. Следуя методологии работ [32, 33], можно предположить, что несколько слоев молекул деэмульгатора еще могут ориентироваться относительно полярной воды и неполярного октана, образуя «частокот Ленгмюра», а при дальнейшем повышении концентрации вещества наступает их дезориентация в узком пространстве между двумя глобулами воды. Исчезают обе причины, препятствующие слиянию глобул воды: снижается сила поверхностного натяжения, пленка октана между глобулами воды замещается веществом с промежуточной полярностью, для которого характерна значительно меньшая сила межмолекулярного притяжения.

По мнению авторов, на межфазной поверхности происходит рост концентрации вещества второго вида как отношения массы деэмульгатора к общей массы сплошной фазы эмульсии - октана. И рост концентрации

происходит не внезапно, а за определенный промежуток времени, процесс описывается формулой Гиббса. Насыщение зоны между глобулами воды поверхностно-активными веществами в дальнейшем уже не влияет на снижение силы поверхностного натяжения [34].

В завершении обсуждения приведенных в статье сведений можно утверждать, что подавляющее большинство процессов в нефтедобыче можно объяснить, рассматривая изменение концентрации вещества первого или второго вида.

Выводы

1. Параметр «концентрация вещества» в процессах нефтедобычи можно условно разделить на два вида. Такие явления, как формирование и движение акустической волны или гидроудар в жидкой среде объясняются резким повышением концентрации вещества, когда наблюдается уплотнение вещества в ограниченной зоне. Это изменение концентрации вещества первого вида.

Такие процессы, как сепарация газа из нефти, изменение силы поверхностного натяжения на границе фаз под действием ПАВ можно объяснить, используя терминологию «концентрация вещества» второго вида. Задачей исследователя в этой области является обоснование оптимальной концентрации реагента или компоненты вещества для определенных термобарических условий.

2. Концентрацию вещества в наблюдаемой зоне можно менять с помощью регулирования таких характеристик флюидов, как скорость движения, температура и давление. Измерение этих параметров в нефтепромысловой практике сегодня осуществляется на очень высоком уровне, поэтому, создавая граничные зоны с различной концентрацией вещества и наблюдая за движением этой зоны в скважинах и трубопроводах, можно судить о внутреннем состоянии оборудования, о наличии и местоположении отложений различного рода. Можно констатировать, что такие измерительные устройства как термометр, манометр, расходомер и, несомненно, ареометр, являются, по сути, средствами экспресс-измерения концентрации вещества.

Список литературы

1. Dybkaer R. The Meaning of «Concentration» // *Accreditation and Quality Assurance*. 2007. Vol. 12. P. 661-663. DOI: 10.1007/s00769-007-0316-z.
2. Вадецкий Ю.В., Волкова В.А., Ерусланова Е.В., Ершова В.А., Тверитнева Э.П. Нефтегазовая энциклопедия. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. Т. 2. 380 с.
3. Katz D.L., Brown G.G. Vapor Pressure and Vaporization of Petroleum Fractions // *Industrial and Engineering Chemistry*. 1933. Vol. 25. Issue 12. P. 1373-1384. DOI: 10.1021/ie50288a018.
4. Katz D.L. Application of Vaporization Equilibrium Constants to Production Engineering Problems // *Transactions of the AIME*. 1938. Vol. 127. Issue 1. P. 159-177. DOI: 10.2118/938159-G.
5. Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поеттманн Ф.Х., Вери Дж.А., Еленбаас Дж.Р., Уайнауг Ч.Ф. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. 676 с.
6. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. М.: Недра, 1971. 255 с.
7. Speight J.G. *Natural Water Remediation: Chemistry and Technology*. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2020. 392 p. DOI: 10.1016/C2013-0-16022-9.
8. Зорькин Л.М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник. М.: Недра, 1989. 382 с.
9. Устькачкинцев Е.Н., Мелехин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. 2016. Т. 15. № 18. С. 61-70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7.
10. Крупин Г.Г. Комплексный подход к удалению АСПО в добывающих скважинах Кыртаельского месторождения // *Инженерная практика*. 2017. № 3. С. 16-17.
11. Филин В.Н. Методы снижения влияния осложняющих факторов при эксплуатации осложненного фактора в ООО «Лукойл-Коми» // *Инженерная практика*. 2019. № 8. С. 16-24.
12. Саидов У.А. Опыт-промысловые испытания НКТ с внутренним покрытием для защиты от АСПО // *Инженерная практика*. 2019. № 11-12. С. 38-40.
13. Круглов Е.А., Лыков Д.В., Баряев А.П., Осипов Д.А., Галиев Н.А., Абдуллин А.Ф. Обзор технологий для предотвращения образования АСПО в скважинах Первомайской группы месторождений ПАО «Оренбургнефть» // *Инженерная практика*. 2017. № 4. С. 14-16.
14. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 293 с.
15. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра, 2000. 652 с.
16. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Ижевск: Парацельс Принт, 2015. 353 с.

References

1. Dybkaer R. The Meaning of «Concentration». *Accreditation and Quality Assurance*, 2007, Vol. 12, pp. 661-663. DOI: 10.1007/s00769-007-0316-z.
2. Vadetskii Yu.V., Volkova V.A., Eruslanova E.V., Ershova V.A., Tveritneva E.P. *Neftgazovaya entsiklopediya* [Oil and Gas Encyclopedia]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003, Vol. 2. 380 p. [in Russian].
3. Katz D.L., Brown G.G. Vapor Pressure and Vaporization of Petroleum Fractions. *Industrial and Engineering Chemistry*, 1933, Vol. 25, Issue 12, pp. 1373-1384. DOI: 10.1021/ie50288a018.
4. Katz D.L. Application of Vaporization Equilibrium Constants to Production Engineering Problems. *Transactions of the AIME*, 1938, Vol. 127, Issue 1, pp. 159-177. DOI: 10.2118/938159-G.
5. Katts D.L., Kornell D., Kobayashi R., Poettmann F.Kh., Veri Dzh.A., Elenbaas Dzh.R., Uainaug Ch.F. *Rukovodstvo po dobyche, transportu i pererabotke prirodnogo gaza* [Handbook of Natural Gas Engineering]. Moscow, Nedra Publ., 1965. 676 p. [in Russian].
6. Smirnov A.S. *Sbor i podgotovka neftyanogo gaza na promysle* [Collection and Preparation of Petroleum Gas in the Field]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 255 p. [in Russian].
7. Speight J.G. *Natural Water Remediation: Chemistry and Technology*. Oxford, Butterworth-Heinemann, 2020. 392 p. DOI: 10.1016/C2013-0-16022-9.
8. Zorkin L.M. *Vody neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii SSSR: Spravochnik* [Waters of Oil and Gas Fields of the USSR: A Handbook]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 382 p. [in Russian].
9. Ustkachintsev E.N., Melekhin S.V. *Opreделение effektivnosti metodov preduprezhdeniya asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii* [Determination of the Efficiency of Wax Deposition Prevention Methods]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo - Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, Vol. 15, No. 18, pp. 61-70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7. [in Russian].
10. Krupin G.G. *Kompleksnyi podkhod k udaleniyu ASPO v dobyvayushchikh skvazhinakh Kyrtael'skogo mestorozhdeniya* [An Integrated Approach to the Removal of ARPD in Production Wells of the Kyrtael'skoye Field]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2017, No. 3, pp. 16-17. [in Russian].
11. Filin V.N. *Metody snizheniya vliyaniya oslozhnyayushchikh faktorov pri ekspluatatsii oslozhnennogo faktora v OOO «Lukoil-Komi»* [Methods for Reducing the Influence of Complicating Factors During the Operation of a Complicated Factor in LLC Lukoil-Komi]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2019, No. 8, pp. 16-24. [in Russian].
12. Saidov U.A. *Opytno-promyslovye ispytaniya NKT s vnutrennim pokrytiem dlya zashchity ot ASPO* [Pilot Field Tests of Tubing with an Inner Coating for Protection Against ARPD]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2019, No. 11-12, pp. 38-40. [in Russian].

17. Денисламов И.З., Зейгман Ю.В., Гафаров Ш.А. Исследования характеристик скважин и трубопроводов в нефтедобыче. Уфа: Изд-во Монография, 2019. 207 с.

18. 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; Оpubл. 20.03.2012. Бюл. 8.

19. Денисламов И.З., Валеев М.Д. Единая основа реперных технологий в нефтедобыче // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 1 (129). С. 46-55. DOI: 10.17122/ntj-oil-2021-1-46-55.

20. Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Гаязов М.С. Концепция применения метода температурных меток в горизонтальных скважинах в условиях многофазного потока // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2019. № 1 (11). С. 7-11. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-7-11.

21. Пат. 2601348 РФ, МПК E 21 B 47/003. Способ оценки объема отложений в трубопроводе / И.З. Денисламов, Ю.В. Зейгман, И.З. Исаев, Г.И. Денисламова (РФ). 2015142460/03, Заявлено 06.10.2015; Оpubл. 10.11.2016. Бюл. 31.

22. 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. Исмаилов, И.А. Латыпов, Э.В. Шаякберов. 2010106000/03, Заявлено 19.02.2010; Оpubл. 20.06.2011. Бюл. 17.

23. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений. Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2001. 137 с.

24. Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 334 с.

25. 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.

26. 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.

27. Гурьянов А.В., Каташов А.Ю., Овчинников К.Н. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Время колтюбинга. Время ГРП. 2017. № 2 (60). С. 42-51.

28. Корякин Ф.А., Третьяков Н.Ю., Абдулла О.Б., Филиппов В.Г. Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. № 6. С. 131-143. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-131-143.

29. Пат. 2533468 РФ, МПК E 21 B 43/14. Способ одновременно-раздельной эксплуатации

Russian].

13. Kruglov E.A., Lykov D.V., Baryaev A.P., Osipov D.A., Galiev N.A., Abdullin A.F. Obzor tekhnologii dlya predotvrashcheniya obrazovaniya ASPO v skvazhinakh Pervomaiskoi gruppy mestorozhdenii PAO «Orenburgneft» [Review of Technologies to Prevent the Formation of ARPD in the Wells of the Pervomaiskaya Group of Fields of PJSC «Orenburgneft»]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2017, No. 4, pp. 14-16. [in Russian].

14. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. *Bor'ba s oslozhneniyami pri dobyche nefi* [Fighting Oil Production Complications]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2006. 293 p. [in Russian].

15. Persiyantsev M.N. *Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Extraction of Oil Under Complicated Conditions]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 652 p. [in Russian].

16. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdenii nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Operation of Oil Fields in Difficult Conditions]. Izhevsk, Paratsel's Print Publ., 2015. 353 p. [in Russian].

17. Denislamov I.Z., Zeigman Yu.V., Gafarov Sh.A. *Issledovaniya kharakteristik skvazhin i truboprovodov v nefte dobyche* [Studies of the Characteristics of Wells and Pipelines in Oil Production]. Ufa, Monografiya Publ., 2019. 207 p. [in Russian].

18. 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].

19. Denislamov I.Z., Valeev M.D. *Edinaya osnova repornykh tekhnologii v nefte dobyche* [Unified Basis of Reference Technologies in Oil Production]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2021, Issue 1 (129), pp. 46-55. DOI: 10.17122/ntj-oil-2021-1-46-55. [in Russian].

20. Yarullin R.K., Yarullin A.R., Gayazov M.S. *Kontseptsiya primeneniya metoda temperaturnykh metok v gorizontalnykh skvazhinakh v usloviyakh mnogofaznogo potoka* [The Conception of Applying Temperature Marks Method in Horizontal Wells with Multiphase Flow]. *PRONEFT. Professional'no o nefi - PRONEFT. Professionals about Oil*, 2019, No. 1 (11), pp. 7-11. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-7-11. [in Russian].

21. Denislamov I.Z., Zeigman Yu.V., Isaev I.Z., Denislamova G.I. *Sposob otsenki ob'ema otlozhenii v truboprovode* [Method for Estimating the Volume of Deposits in the Pipeline]. Patent RF, No. 2601348, 2016. [in Russian].

22. Latypov A.R., Shayakberov V.F., Ismagilov R.R., Latypov I.A., Shayakberov E.V. *Sposob ekspluatatsii skvazhiny, oborudovannoi ustanovkoi elektrotsentrobezhnogo 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].

нефтяной скважины, оборудованной электроцентробежным насосом / В.М. Коровин, И.Я. Адиев, И.Р. Сафиуллин, Р.Р. Садрутдинов, М.Д. Валеев. 2013134887/03, Заявлено 24.07.2013; Опубл. 20.11.2014. Бюл. 32.

30. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. М.: Недра, 1975. 215 с.

31. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982. 221 с.

32. Langmuir I. The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids. II. Liquids // Journal of the American Chemical Society. 1917. Vol. 39. No. 9. P. 1848-1906. DOI: 10.1021/ja02254a006.

33. Ершов Ю.А., Попков В.А., Берлянд А.С., Книжник А.З. Общая химия. Биофизическая химия. Химия биогенных элементов. М.: Высшая школа, 2003. 560 с.

34. Дерябин В.А., Фарафونتова Е.П. Физическая химия дисперсных систем. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. 88 с.

23. Sheikh-Ali D.M. *Izmenenie svoystv plastovoi nefi i gazovogo faktora v protsesse ekspluatatsii nefnyanykh mestorozhdenii* [Changes in the Properties of Reservoir Oil and Gas Factor During the Operation of Oil Fields]. Ufa, BashNIPlneft' Publ., 2001. 137 p. [in Russian].

24. Melik-Pashaev V.S. *Geologiya, razvedka i razrabotka nefnyanykh mestorozhdenii* [Geology, Exploration and Development of Oil Fields]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 334 p. [in Russian].

25. Danilov V.I., Usachev B.P., Isaev V.N. Ob izmenenii neftei v zalezakh v protsesse ikh razrabotki [On the Change of Oils in Deposits in the Course of their Development]. *Sbornik nauchnykh trudov Giprovostokneft' «Problema osvoeniya nefnyanykh mestorozhdenii s anomal'nymi svoystva»* [Collection of Scientific Papers Giprovostokneft' «The Problem of Development of Oil Fields with Abnormal Properties»]. Kuibyshev, Giprovostokneft' Publ., 1983, pp. 126-130. [in Russian].

26. 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 Produced Oils During the Development of the Romashkinskoye Field]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2000, No. 7, pp. 31-33. [in Russian].

27. Guryanov A.V., Katashov A.Yu., Ovchinnikov K.N. Diagnostika i monitoring pritokov skvazhin s pomoshch'yu trasserov na kvantovykh tochkakh [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].

28. Koryakin F.A., Tretyakov N.Yu., Abdulla O.B., Filippov V.G. Opreделение ostatnochnoi neftenasyshchennosti metodom razdelyayushchikhsya trasse-rov v laboratornykh usloviyakh [Hydrocarbon Saturation Determination With the Single-Well-Chemical-Tracer-Test under Laboratory Conditions]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz - Oil and Gas Studies*, 2020, No. 6, pp. 131-143. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-131-143. [in Russian].

29. Korum V.M., Adiev I.Ya., Safiullin I.R., Sadrutdinov R.R., Valeev M.D. *Sposob odnovremenno-razdel'noi ekspluatatsii nefyanoi skvazhiny, oborudovannoi elektrotsentrobezhnym nasosom* [Method of Simultaneous-Separate Operation of an Oil Well Equipped with an Electric Centrifugal Pump]. Patent RF, No. 2533468, 2014. [in Russian]. [in Russian].

30. Burdyn T.A., Zaks Yu.B. *Khimiya nefi, gaza i plastovykh vod* [Chemistry of Oil, Gas and Formation Waters]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 215 p. [in Russian].

31. Pozdnyshv G.N. *Stabilizatsiya i razrushenie nefnyanykh emul'sii* [Stabilization and Destruction of Oil Emulsions]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 221 p. [in Russian].

32. Langmuir I. The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids. II. Liquids. *Journal of the American Chemical Society*, 1917, Vol. 39, No. 9, pp. 1848-1906. DOI: 10.1021/ja02254a006.

33. Ershov Yu.A., Popkov V.A., Berlyand A.S., Knizhnik A.Z. *Obshchaya khimiya. Biofizicheskaya khimiya. Khimiya biogennykh elementov* [General Chemistry. Biophysical Chemistry. Chemistry of Biogenic Elements]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2003. 560 p. [in Russian].

34. Deryabin V.A., Farafontova E.P. *Fizicheskaya khimiya dispersnykh sistem* [Physical Chemistry of Dispersed Systems]. Yekaterinburg, Izd-vo Ural. un-ta Publ., 2015. 88 p. [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

• Зейгман Юрий Вениаминович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Имамутдинова Аделина Алтафовна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: adelina.imamutdinova99@mail.ru

• Денисламова Алия Ильдаровна
Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений»
Российская Федерация, 119991, г. Москва,
Ленинский пр-т, 65.
e-mail: denislamova2014alia@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 Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Zeigman Yuriy V., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Oil and Gas&Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Imamutdinova Adelina A.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas&Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: adelina.imamutdinova99@mail.ru

• Denislamova Aliya I.
National University of Oil and Gas «Gubkin University»
Student of Oil Field Development and Operation Department
65, Leninsky Prospect, Moscow, 119991,
Russian Federation
e-mail: denislamova2014alia@mail.ru