

На правах рукописи



АДИЕВ ИЛЬДАР ЯВДАТОВИЧ

**РАЗРАБОТКА СТАЦИОНАРНОЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ПЛАСТОВ ПРИ ОДНОВРЕМЕННО-
РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Специальность:

25.00.10 - Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Пермь – 2018

Работа выполнена в акционерном обществе «Научно-производственная фирма «Геофизика».

Научный руководитель

Коровин Валерий Михайлович

доктор технических наук, с.н.с.

Официальные оппоненты:

Хайруллин Мухамед Хильмиевич

доктор технических наук, профессор,
ФГБУН Институт механики и
машиностроения КНЦ РАН, лаборатория
подземной гидродинамики, главный
научный сотрудник

Федоров Вячеслав Николаевич

доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», кафедра
«Автоматизация технологических процессов
и производств», профессор

Ведущая организация

Татарский научно-исследовательский и
проектный институт нефти (ТатНИПИнефть)
публичного акционерного общества
«Татнефть» имени В.Д. Шашина

Защита состоится «__» ноября 2018 г. в ____⁰⁰ часов на заседании объединенного диссертационного совета Д 999.207.02 на базе ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет», ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15, зал заседаний Ученого Совета.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеках ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет», ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» и на сайте www.psu.ru.

Автореферат разослан «__» _____ 2018 г.

Ученый секретарь, к.т.н.

Мещерякова Ольга Юрьевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

Показатель обводненности добываемой продукции является одним из самых основных и важных технологических параметров работы добывающих нефтяных скважин. От этого параметра зависит принятие решений в различных сферах нефтедобычи, начиная от регулирования работы скважины и проведения мероприятий, направленных на изоляцию водопритоков, заканчивая выбором систем разработки месторождения и моделирования фильтрационных процессов в нефтяных залежах.

В настоящее время существует несколько способов определения обводненности продукции скважины, которые можно разделить на две категории: отбор проб пластовой жидкости, дальнейший его анализ в лабораторных условиях и замер обводненности геофизическими приборами, который включает в себя либо исследование о составе флюида в стволе скважины, либо непрерывный замер обводненности на забое скважины в составе геофизического комплекса в процессе мониторинга работы добывающих скважин. Существенный вклад в практическое внедрение этих методов в России внесли Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Валеев М.Д., Валиуллин Р.А., Хайруллин М.Х, Дворкин В.И., Рамазанов А.Ш., Шумилов А.В., Савич А.Д. Первый способ дает информацию об обводненности общей продукции из всех объектов разработки, а не отдельно каждого из них. Ограничения второго способа связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока (существенные погрешности при разделенных структурах - кольцевой, пробковой) и свободного газа. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик влагомера реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны. В связи с этим этот тип приборов относят к индикаторным средствам измерения.

Кроме того, одновременная эксплуатация нескольких пластов накладывает дополнительные условия для решения задачи с применением классических геофизических методов. Во-первых, необходимо иметь достоверную информацию о доле участия каждого пласта в общем дебите жидкости скважины. Во-вторых,

сложность конструкции подземных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации скважины не позволяет проводить исследование без подъема внутрискважинного оборудования, что приводит к дополнительным потерям добычи нефти в связи с простым скважины.

В связи с этим актуальна задача разработки новых способов и соответствующей геофизической аппаратуры для определения долевого состава продукции каждого пласта, которая должна отличаться надежностью, долговечностью, малыми габаритами и массой, быть независимой от влияния внешних физических и технологических факторов, а также работать в автономном режиме без подъема внутрискважинного оборудования скважины.

Степень разработанности темы

К моменту начала работы над диссертацией проблема определения обводненности продукции скважин была решена не в полной мере. Существующие технологии решали задачу определения общей обводненности всех объектов разработки, а не отдельно каждого из них, что не решало задачу контроля за разработкой отдельных пластов при их совместной эксплуатации одной скважиной.

Цель и задачи диссертационной работы

Обоснование и разработка стационарной геофизической системы и технологии ее применения для раздельного учета продукции пластов в скважинах, оборудованных установкой электроцентробежного насоса.

Основные задачи исследования:

1 Провести анализ технологий совместной и одновременно-раздельной эксплуатации скважин и методов промыслово-геофизического и гидродинамического контроля разработки нескольких пластов.

2 Разработать способы и технологию измерения обводненности продукции нижнего пласта при одновременно - раздельной эксплуатации двух пластов

3 Обосновать структуры движения двухфазной водонефтяной смеси в приемном патрубке, расположенном под погружным насосом.

4 Разработать стационарную геофизическую систему для определения времени расслоения фаз, а также границ раздела газа, нефти и воды в приемной колонне труб.

5 Оценить возможность использования волоконно-оптических датчиков давления в технологии определения обводненности продукции одновременно-раздельно эксплуатируемых пластов.

Научная новизна

1 Впервые разработан способ и технология определения обводненности продукции нижнего пласта, заключающегося в определении момента полного расслоения фаз в колонне труб после временного перекрытия получения жидкости из пласта с учетом особенностей распространения ультразвука в различных средах (патент РФ № 2533468).

2 Предложен научно-методический подход к определению водосодержания нефти по установившимся уровням раздела фаз, заключающийся в использовании геофизических параметров акустических полей в приемном патрубке.

3 Впервые научно-экспериментально обоснована возможность и перспективность использования распределенных волоконно-оптических датчиков давления на основе Брэгговских решеток для определения границ раздела фаз в колонне труб.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в обосновании метода расчета обводненности скважинной продукции по результатам геофизических исследований параметров акустических и гидродинамических полей, а также в определении оптимального распределения датчиков вдоль колонны лифтовых труб.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Разработана технология определения объемного содержания фаз расслоившейся многофазной смеси в приемной колонне труб, основанная на геофизических исследованиях при измерении скорости распространения

ультразвуковых сигналов в многофазной среде [1, 5].

2 Разработано методическое руководство для определения обводненности продукции скважины, эксплуатирующей несколько пластов [13].

Методология и методы исследования

Поставленные задачи решались путем анализа разработок в данном направлении, применения современных методов гидродинамического моделирования, проведения теоретических и экспериментальных исследований.

Положения, выносимые на защиту:

1 Способы определения обводненности добываемой продукции основанные на анализе геофизических параметров акустических и гидродинамических полей в скважине при искусственном процессе расслоения газожидкостной смеси и фиксации окончания этого процесса [1, 7, 8].

2 Алгоритм определения долевого состава продукции скважин, основанный на физических различиях скорости распространения акустических сигналов в газе, нефти и воде [2, 5, 8].

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций достигалась путем применения современных методов математического моделирования и методов обработки геофизической информации, а также проведением экспериментальных исследований с целью анализа и апробации полученных рекомендаций в условиях, приближенных к промышленным.

Основные положения диссертационной работе докладывались на конференциях в рамках XVII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2009», XVIII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2010», XXII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2014», VI Китайско-русского симпозиума по промышленной геофизике [9,10,11,12,14,15].

Публикации

Основные научные положения и практические результаты диссертационной работы опубликованы в 16 печатных работах, в том числе 7 – в изданиях,

рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, получен патент на изобретение.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, выводов и заключения, списка использованных источников из 130 наименований. Работа изложена на 149 страницах машинописного текста.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность, сформулированы цель и основные задачи исследования, приведены научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость работы.

Первая глава посвящена вопросам анализа технологий добычи нефти при одновременно-раздельной и совместной разработке пластов. Рассмотрены способы раздельной эксплуатации скважин с использованием однолифтовых и двухлифтовых компоновок. Минимальный комплекс исследований по контролю за разработкой включает в себя замер дебита (приемистости) жидкости и обводненности продукции. Современные системы промыслово-геофизического контроля не могут в полной мере решить эту задачу.

В настоящее время существует не так много способов замера содержания воды в продукции добывающих скважин. Их можно разделить на две категории:

- периодический отбор проб через запорное устройство в трубопроводе и дальнейший его анализ в лабораторных условиях;
- непрерывный внутрискважинный замер с помощью геофизической аппаратуры непосредственно вблизи забоя скважины (диэлькометрический метод – влагомеры).

Оба способа не позволяют в полной мере решить задачу достоверного определения объемной доли воды в водогазонефтяной смеси. Кроме того, первый способ не применим в скважинах, которые эксплуатируют одновременно несколько пластов, т.к. дает информацию об обводненности общей продукции из всех объектов разработки. Ограничения второго способа связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока.

Таким образом, необходимо внедрение новых технологий и технических устройств, направленных на определение обводненности продукции добывающих нефтяных скважин, эксплуатирующих несколько пластов и удовлетворяющих следующим критериям:

- точность и однозначность полученных замеров обводненности;
- полная автоматизация процесса замера обводненности;
- независимость результатов замера от наличия в смеси свободного газа и взвешенных частиц;
- простота монтажа технического устройства в скважине;
- возможность использования в скважинах с системами одновременно раздельной эксплуатации индивидуальный замер обводненности продукции каждого пласта.

Во второй главе описывается методический подход к определению истинной (объемной) обводненности продукции скважины с использованием стационарных распределенных геофизических систем. Предположим, что выделенным геометрическим объемом в скважине является внутренний объем труб, по которым осуществляется подъем пластового флюида из нижнего пласта (рисунок 1).

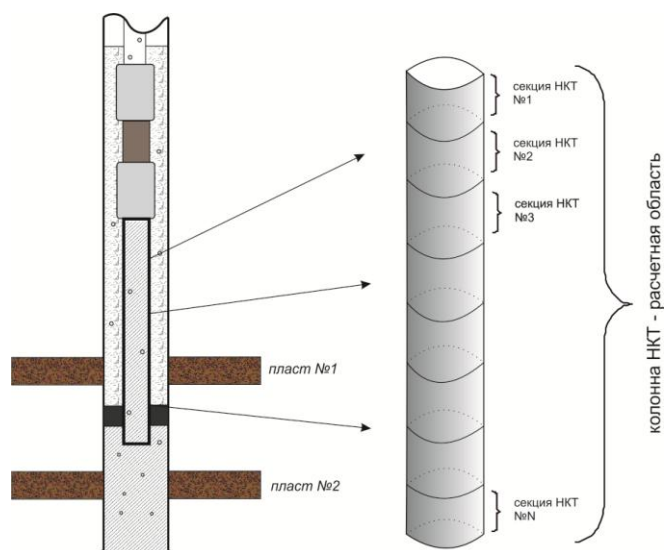


Рисунок 1 – Выделение расчетной области для определения обводненности после полного расслоения газожидкостной смеси

Задачу определения обводненности продукции каждого пласта при однолифтовой одновременно-раздельной эксплуатации скважины можно свести к фиксации границ раздела фаз в колонне труб после кратковременной остановки скважины и расслаивания смеси. Для ее решения автором предложен методический подход, основанный на использовании внутрискважинного насосного оборудования и следующих дополнительных элементов:

1) управляемого клапана, предназначенного для перекрытия потока жидкости из нижнего пласта и устанавливаемого ниже приема насосного оборудования; в процессе добычи клапан открыт, тем самым не нарушается установившийся режим эксплуатации обоих пластов;

2) стационарной информационно-измерительной системы в колонне труб, включающей в себя распределенные измерительные датчики, по показаниям которых определяются границы раздела фаз.

Схема определения показателя обводненности обоих пластов представлена на рисунке 2.

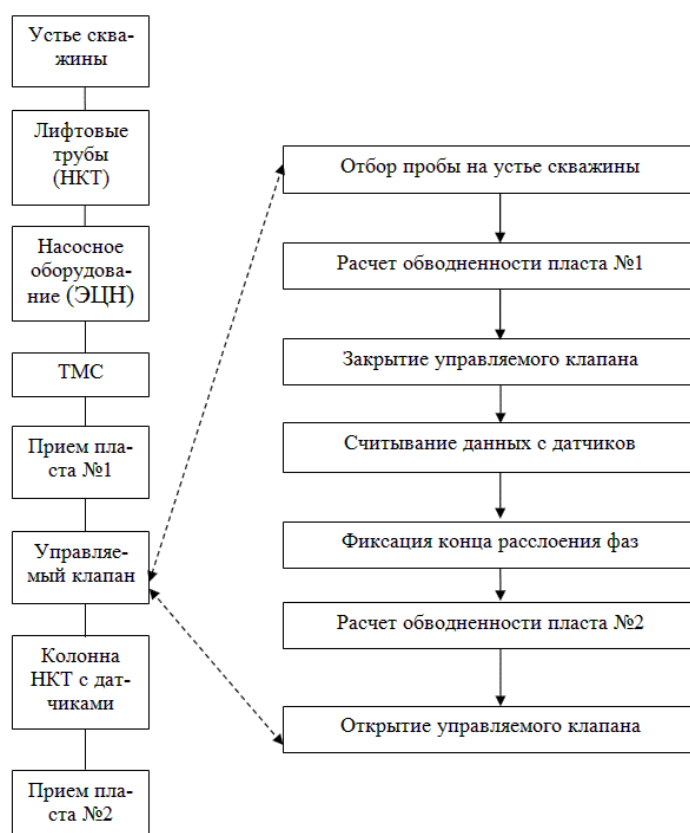


Рисунок 2 – Технологическая схема определения компонентного состава фаз при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов

После закрытия управляемого клапана отсекается поток из пласта №2, замеряется дебит жидкости пласта № 1. Далее ниже клапана начинается процесс расслаивания. После фиксации момента его окончания рассчитывается обводненность продукции пласта №2.

В условиях эксплуатации скважины системами одновременно – отдельной эксплуатации (ОРЭ) датчики для замера должны быть распределены по всей длине колонны труб, так как уровень раздела фаз может находиться на любом ее участке. Кроме того, в связи с особенностями компоновки оборудования ОРЭ измерительная аппаратура должна спускаться в скважину до спуска насосного оборудования и работать в стационарном режиме на всем промежутке времени эксплуатации электроцентробежного насоса (ЭЦН).

Далее, для практической реализации представленных выше методического подхода и технологии отдельного определения обводненности одновременно-отдельно эксплуатируемых пластов, необходимо обоснование способов измерения уровней раздела фаз в лифтовых трубах на основе:

- математического моделирования полей давления, плотности и концентрации компонентов газожидкостной смеси (ГЖС) в трубах в процессе ОРЭ двух пластов;
- обоснования типов и характеристик измерительной аппаратуры;
- выбора оптимального количества распределенных датчиков вдоль колонны труб;
- разработки алгоритма обработки результатов измерения и расчета обводненности продукции каждого из эксплуатируемых пластов;
- теоретической и практической апробации разработанных способов определения количественного соотношения фаз смеси.

Третья глава посвящена вопросу изучения структуры водонефтяных потоков в промежутке от интервала перфорации скважины до башмака колонны труб, через которую в насос поступает продукция нижнего пласта, а также в самой колонне труб. Показано, что до башмака труб водонефтяной поток представлен структурой нефть в воде. В колонне труб могут иметь место две

структуры потока, а именно: «нефть в воде» или «вода в нефти». Для каждого режима течения смеси по скорости потока, диаметру труб, плотностям имеется критическая обводненность при переходе одной структуры в другую.

При ОРЭ скважин критическая обводненность, при которой происходит инверсия фаз, зависит от дебита нижнего пласта ($Q_{см}$), обводненности пласта (B) и внутреннего диаметра НКТ (D_T). Обозначив через $B_{кр}$ критическую обводненность, можно записать, согласно π -теореме (1):

$$f(B_{кр}, g, U_{см}, D_T) = 0, \quad (1)$$

или (2):

$$B_{кр} = f(Fr), \quad (2)$$

где $Fr = \frac{U_{см}^2}{gD_T}$, $U_{см} = \frac{4Q_{см}}{\pi D_T^2}$, Fr – параметр Фруда.

По группе из 18 скважин ОАО «Лукойл-Западная Сибирь» автором были обработаны данные по плотности жидкости в приемном патрубке с продукцией нижнего пласта. Для измерений в скважинах, оборудованных под ОРЭ вместе с двухсторонним погружным насосом на кабеле спускались два глубинных манометра, которые благодаря направляющей воронке попадали в приемной патрубков нижнего пласта. Верхняя часть кабеля по затрубному пространству выводилась на поверхность для регистрации давления. По значениям перепада давления в приемном патрубке (ΔP) между двумя глубинными манометрами с максимально возможными расстояниями между собой (40...60 м) рассчитывался перепад давления $\Delta P = P_1 - P_2$, включающий в себя гидростатическую и гидродинамическую составляющие: $\Delta P = (\Delta P_{см} + \Delta P_{20})$. При прочих равных условиях величина ΔP в трубах с внешней нефтяной фазой будет превышать величину ΔP с внешней водной фазой из-за разницы вязкости движущихся сред. Поэтому, сравнивая величины ΔP , легко определить, какая из фаз является внешней. По результатам исследования структуры водонефтяного потока в приемных патрубках скважин при ОРЭ была получена зависимость, разграничивающая две области состояния эмульсии («нефть в воде» и «вода в

нефти»), которая описывается формулой (3):

$$Fr = 2,48 \cdot B_{кр}^{1,655}. \quad (3)$$

Формула (3) была получена для скважин со средними значениями плотности нефти 870 кг/м^3 и воды 1007 кг/м^3 .

Для расчета величины $B_{кр}$ можно пользоваться также выражением (4):

$$B_{кр} = \exp[0,55 - 0,61 \cdot \ln(Fr)] \quad (4)$$

Формула (4) позволяет определить границы метода определения обводненности нижнего пласта при ОРЭ, т.к. переход прямых структур эмульсий в обратные требует более длительного времени расслоения фаз.

Выполнен расчет характеристик процесса распределения фаз по описанной схеме путем моделирования процесса расслоения фаз после перекрытия потока жидкости управляемым клапаном. Наличие газа в смеси определялось из показателя давления насыщения нефти газом и текущих термобарических условий в трубе. Ввиду того, что капли нефти и пузырьки газа распределялись равномерно вдоль трубы, их размеры рассчитывались из объемной концентрации компонентов газожидкостной смеси. Результаты моделирования представлены на рисунке 3.

Четвертая глава посвящена обоснованию типов и характеристик измерительной аппаратуры для определения обводненности продукции добывающих нефтяных скважин, эксплуатирующих отдельно несколько пластов.

Для расчета обводненности продукции после полного расслоения необходимо определить уровни раздела нефти, газа и воды в колонне НКТ. Эта задача решается двумя способами:

1 Способ, основанный на применении приборов с датчиками, чувствительными к изменению среды (акустический).

2 Способ, основанный на измерении давления вдоль всей длины трубы, в которой определяется количественное соотношение фаз после полного расслаивания ГЖС. Уровни раздела «газ-нефть» и «нефть-вода» определяются по изломам на графике давления.

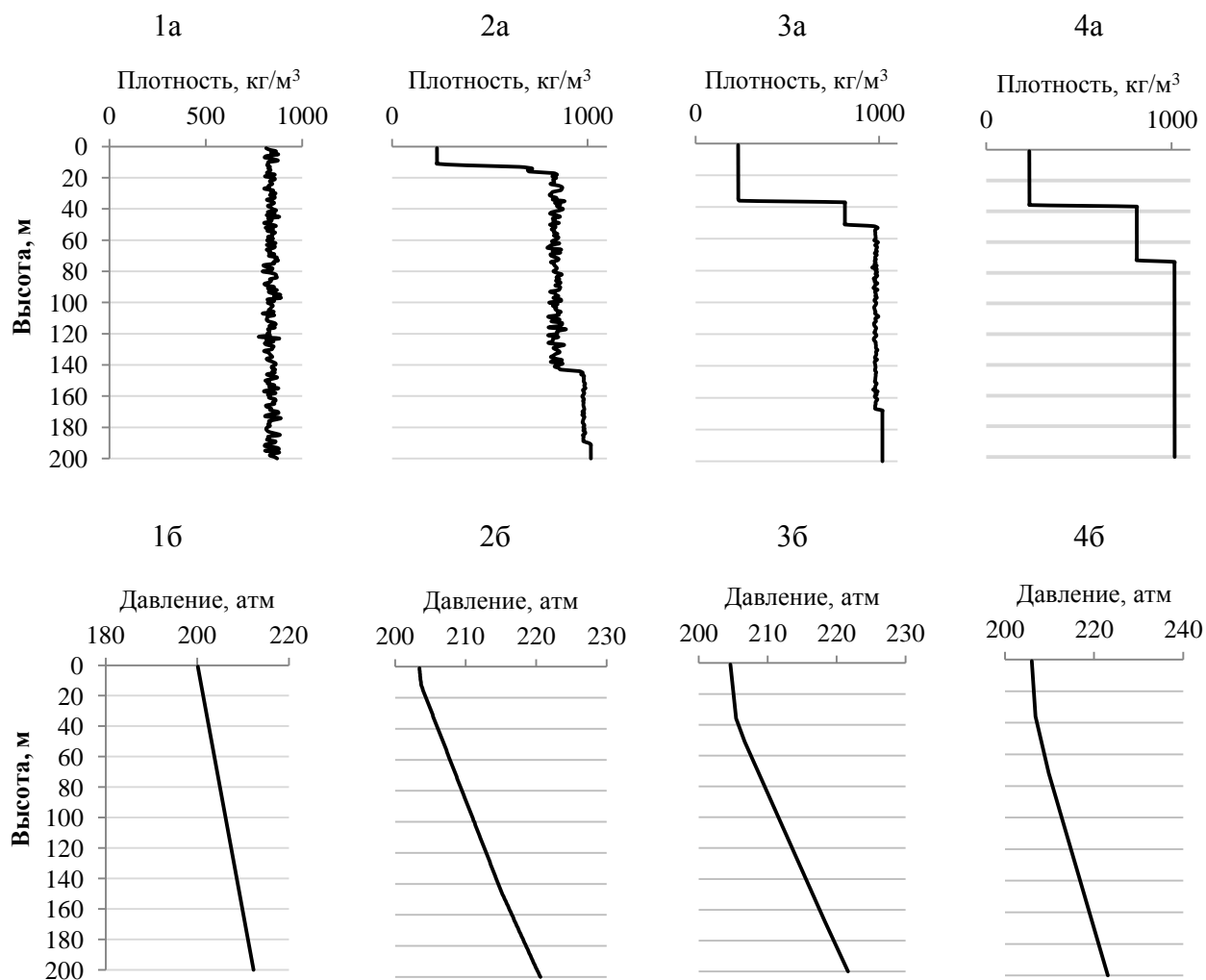


Рисунок 3 – Основные характеристики смеси в процессе четырех этапов распределения фаз вдоль трубы: 1) исходное состояние ГЖС; 2) формирование участков с чистым газом и чистой нефтью в верхней части трубы; 3) полное всплытие пузырьков газа; 4) полное расслоение смеси. а) плотность смеси, кг/м³; б) давление вдоль трубы, атм

Для измерения скорости ультразвука в жидкости была разработана экспериментальная конструкция блока обработки и телеметрии (рисунок 4), которая включает в себя акустический датчик (рисунок 4, а). Сверху и снизу блока вкручиваются НКТ. Компоновка аппаратуры скважины показана на рисунке 4, б.

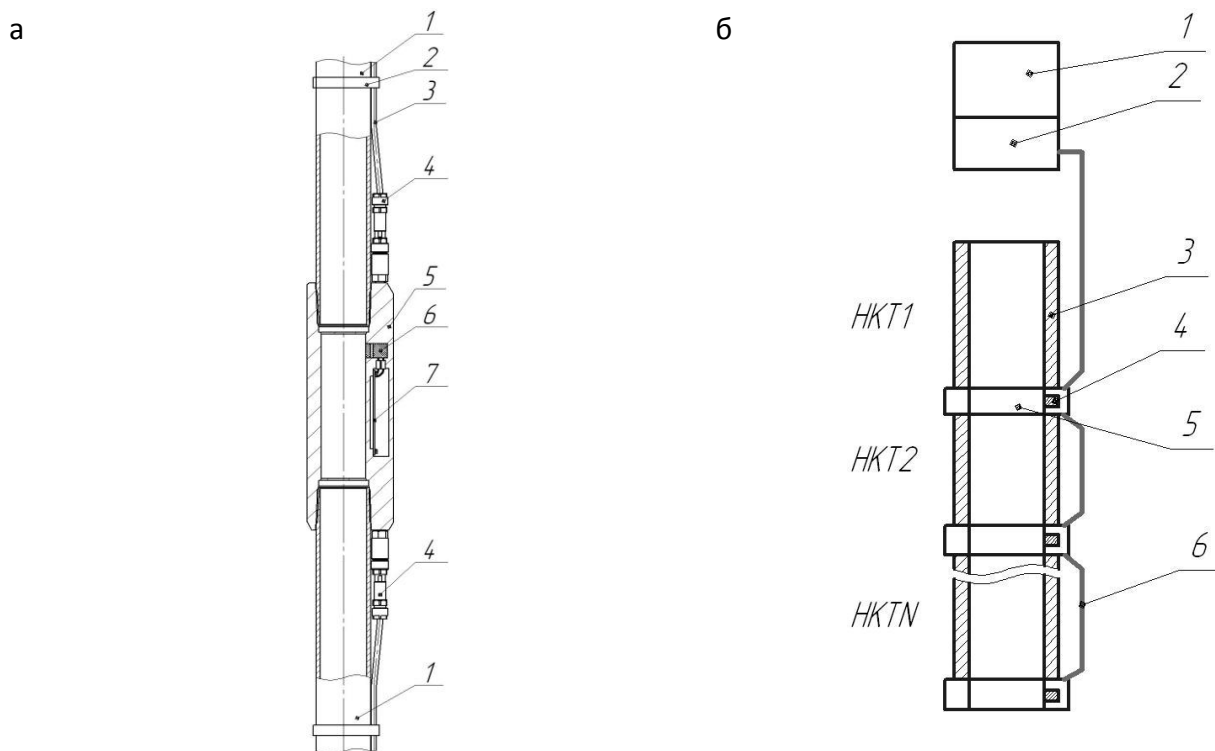


Рисунок 4 – Экспериментальная конструкция для измерения скорости ультразвука в скважине:

- а) размещение акустического датчика в колонне НКТ (1 – НКТ, 2 – клямса, 3 - каротажный кабель, 4 - разъемное соединение, 5 - блок обработки и телеметрии, 6- акустический датчик, 7 - электронная плата);
- б) компоновка аппаратуры в скважине (1- ЭЦН, 2 - погружная телеметрическая система (ТМС), 3 - НКТ, 4 – акустический датчик, 5 - блок обработки и телеметрии, 6 - каротажный кабель)

Структурная схема блока обработки и телеметрии представлена на рисунке 5. Он обеспечивает измерение скорости ультразвука в жидкости и передачу полученных значений в цифровом виде в коде «Манчестер II» через одножильный каротажный кабель. По центральной жиле каротажного кабеля подается напряжение постоянного тока, необходимое для питания электронной схемы, и передаются цифровые данные в коде «Манчестер II». Импульсный трансформатор, приемо-передатчик и микроконтроллер обеспечивают прием команды управления и передачу полученных цифровых данных.

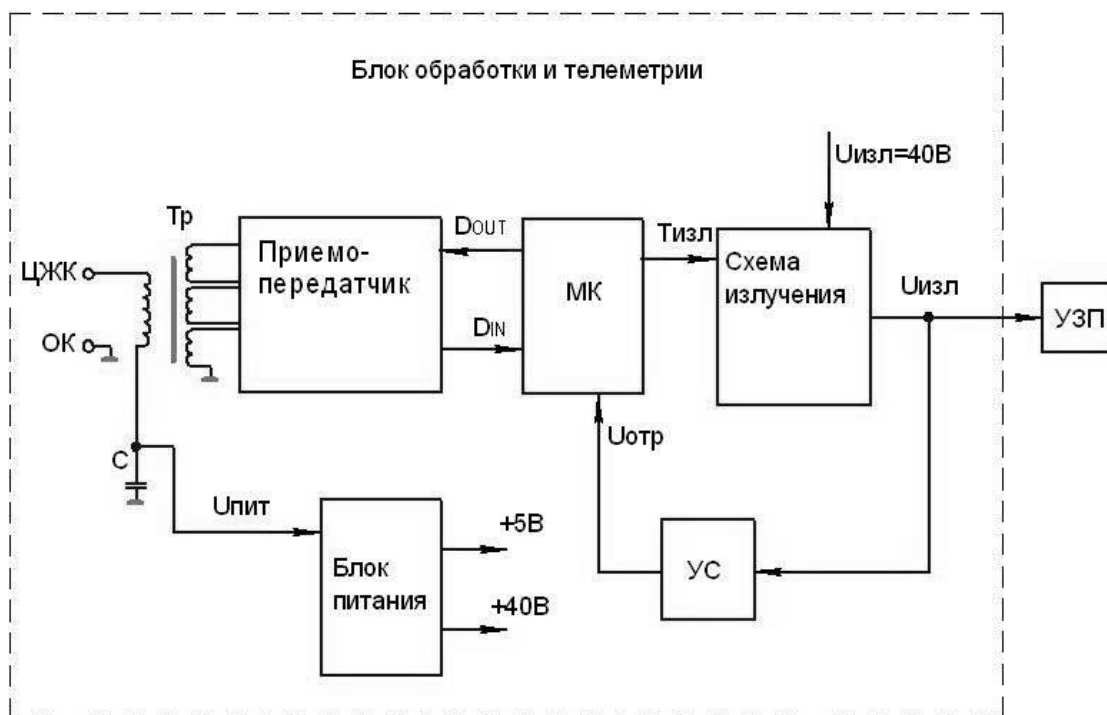


Рисунок 5 – Структурная схема блока обработки и телеметрии

По управляющей команде микроконтроллер выдает импульс, с помощью которого схема излучения формирует импульс излучения ультразвукового преобразователя. Отраженный от противоположной стенки колонны акустический сигнал преобразуется ультразвуковым преобразователем в электрический и усиливается с помощью усилителя. Микроконтроллер вычисляет время прихода отраженного акустического сигнала от начала импульса излучения до прихода отраженного сигнала. Затем измеренное значение скорости ультразвука в жидкости передается в цифровом коде по каротажному кабелю.

Определение количественного соотношения фаз в колонне НКТ осуществляется путем идентификации с помощью акустических датчиков положений раздела фаз и расчета объемным методом соотношения воды, нефти и газа.

После полного разделения фаз, заполнитель трубного пространства (нефть, вода или газ) в районе распространения упругого импульса будет иметь однородную структуру. При этом признаком окончания расслоения является стабильность показаний измеряемой скорости акустических сигналов во всех трех средах:

– в газе из-за большого затухания отраженный сигнал не доходит до приемника (рабочая частота ультразвуковых сигналов 500 кГц), условно, в этом случае скорость акустических сигналов принимается равной нулю ($v_{\text{газа}} = 0$);

– независимо от температуры жидкости, в нефти скорость $v_{\text{нефть}}$ акустических сигналов всегда меньше скорости $v_{\text{вода}}$ сигналов в воде ($v_{\text{нефть}} < v_{\text{вода}}$).

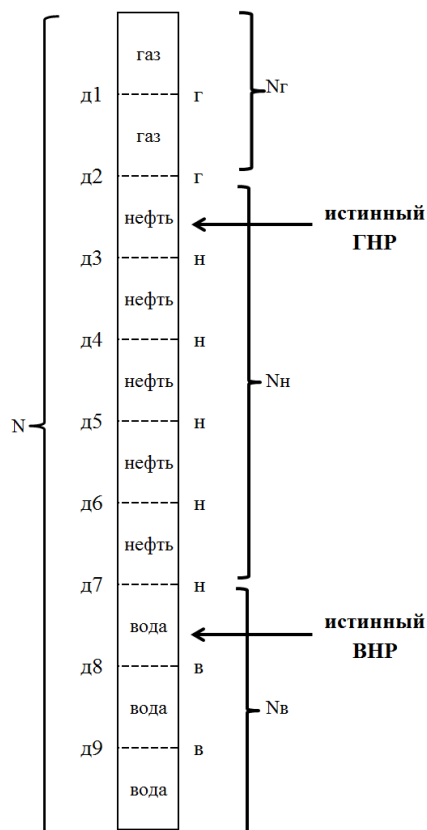


Рисунок 6 – Схема колонны труб с акустическими датчиками: д1, ..., д9 – места установки акустических датчиков, г, н, в – компоненты фиксируемые датчиками (газ, нефть, вода), ГНР – газонефтераздел, ВНР – водонефтераздел

Если равномерно распределить акустические датчики вдоль колонны труб и, использовать замер скорости акустического сигнала $v_{\text{акуст}}$ в каждой из них, то можно определить границы раздела фаз в трубах:

$$1) v_{\text{акуст}} = 0 \text{ – газовая среда;}$$

$$2) v_{\text{нефть}} \leq v_{\text{акуст}} < v_{\text{вода}} \text{ – нефтяная среда;}$$

$$3) v_{\text{акуст}} \geq v_{\text{вода}} \text{ – водная среда.}$$

Необходимо отметить, что, после расслаивания смеси в НКТ, показания акустических датчиков не несут количественной информации для определения границ раздела «газ-нефть» или «нефть-вода», а лишь являются индикаторами расположения этих границ.

Если количество секций в колонне, занимаемое газом – $N_{\text{г}}$, нефтью – $N_{\text{н}}$,

водой – $N_в$, общее количество секций в колонне примем за N (рисунок 6), то объемы воды и жидкости, занимаемые в колонне труб определяются следующими формулами (5,6):

$$V_в = N - N_г - N_н, \quad (5)$$

$$V_жс = N - N_г. \quad (6)$$

Отсюда обводненность $B_{изм}$ по данным измерения акустическими датчиками определяется по формуле (7):

$$B_{изм} = \frac{N - N_г - N_н}{N - N_г}. \quad (7)$$

Для определения истинного значения обводненности необходима информация о положении уровней раздела фаз «газ-нефть» (ГНР) и «нефть-вода» (ВНР) в колонне труб, что не представляется возможным. Однако известно, что эти уровни находятся в секциях между теми датчиками, которые фиксируют разные среды после полного расслоения смеси (датчики д2 и д3, д7 и д8 на рисунке 5). Максимальная погрешность для каждого уровня будет равна расстоянию между этими датчиками. То есть обводненность $B_{макс}$ с максимальной погрешностью для измерений акустическими датчиками будет определяться по формуле (8):

$$B_{макс} = \frac{N - (N_г + 1) - (N_н - 1)}{N - (N_г + 1)} = \frac{N - N_г - N_н}{N - N_г - 1}. \quad (8)$$

Максимальная погрешность измерения акустическими датчиками будет равна следующему выражению (9):

$$\Delta B_{погр} = B_{изм} - B_{макс}. \quad (9)$$

Исходя из этих формул, можно рассчитать оптимальное количество датчиков для определения обводненности с заданной погрешностью. Формулы являются подходящими, если датчики размещаются в муфтовых соединениях колонны труб.

Для практической апробации описанного метода в одной из скважин Татышлинского месторождения вначале были проведены измерения комплексным прибором АГАТ-К9-36, включающий методы влагометрии (канал

ВЛГ), резистивиметрии (РЕЗ), манометрии (МН), термометрии (ТМ) и локатора муфт (ЛМ) и затем следующим спуском – подъемом скважинным акустическим сканером САС – 90, включающий канал измерения скорости ультразвука по жидкости (рисунок 7).

Резкие перепады значения скорости по акустическому каналу на границе раздела вызваны неустановившимся процессом переходного процесса стабилизации после предыдущего прохождения прибора АГАТ-К9-36. В результате измерений по каналу ВЛГ и каналу акустической скорости отмечаются резкие границы раздела жидкостей на глубине 1010 м. Анализ результатов многочисленных исследований в производственных скважинах скважинного акустического сканера САС-90 подтверждает эффективность работы акустического канала. Сходство его показаний по оценке нефтеводораздела с показаниями влагомера говорит о сопоставимости акустического метода с современными способами определения водосодержания пластовой жидкости.

Одним из перспективных способов определения уровней раздела фаз в колонне НКТ по разности плотностей входящих в смесь компонентов является метод с использованием волоконно-оптических датчиков давления (ВОД). С точки зрения задач измерения давления наиболее перспективным является квазираспределенный мониторинг на основе применения волоконных решеток Брэгга (ВРБ). В дальнейшем был проведен эксперимент, цель которого заключалась в проверке чувствительности датчика на основе ВРБ к изменению давления окружающей среды. Схема экспериментальной установки представлена на рисунке 8.

Отрезок волокна с записанной ВРБ длиной 11,2 мм был помещен в стандартный металлический корпус датчика, при этом торец ВРБ при помощи эпоксидного компаунда был механически соединен с чувствительной мембраной корпуса датчика. Датчик с помощью стандартного фланцевого соединения вкручивался в отрезок НКТ, которая помещалась в испытательную термобарокамеру.

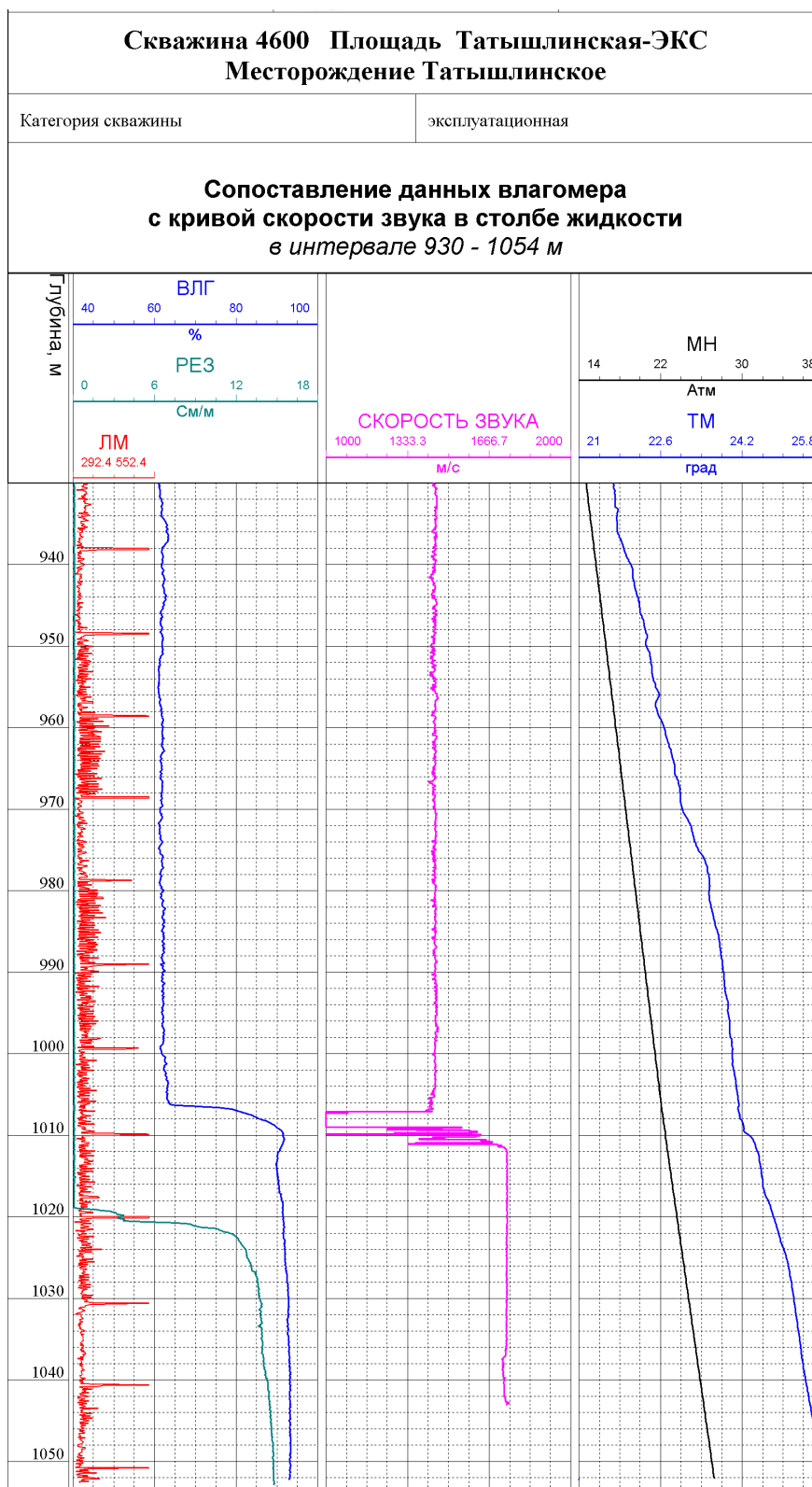


Рисунок 7 – Результаты определения нефтеводораздела в одной из скважин Татышлинского месторождения акустическим и другими геофизическими методами

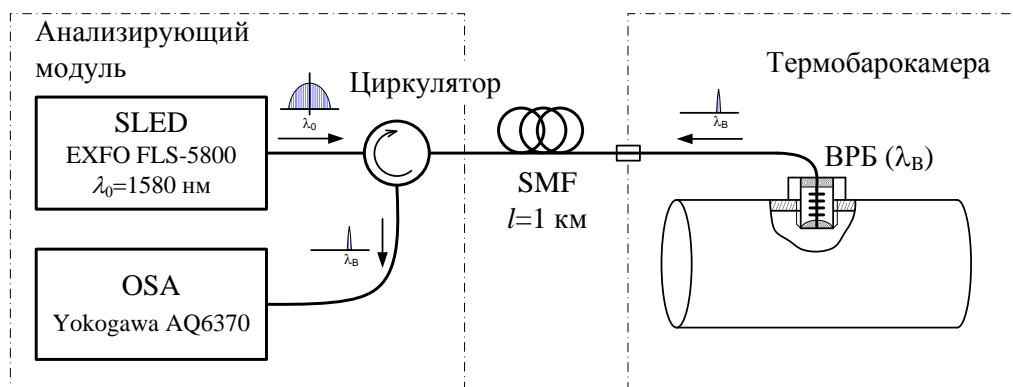


Рисунок 8 – Структурная схема экспериментальной установки с использованием волоконно-оптического датчика

Все эксперименты были проведены при постоянной температуре 80 °С. Для накачки использовался некогерентный источник излучения EXFO FLS-5800 на основе суперлюминисцентного светодиода (SLED). При этом сигнал между источником излучения и датчиком передавался по стандартному одномодовому ступенчатому волокну (SMF) длиной 1000 м, моделирующему внутрискважинную оптическую линию связи. В результате была получена зависимость Брэгговской длины волны от приложенного к датчику давления (рисунок 9).

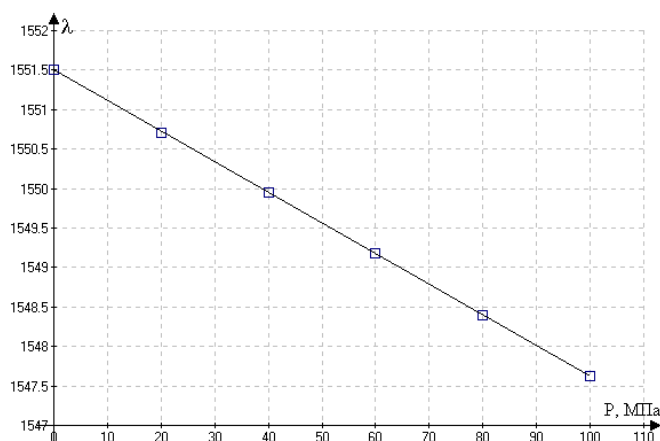


Рисунок 9– Экспериментальная зависимость Брэгговской длины волны λ_B от давления на поверхности датчика

Экспериментально полученные точки для различных значений давления P образуют линейную зависимость $\delta\lambda_B / \lambda_B$ от P в соответствии с формулой (9). В среднем чувствительность датчика по давлению составила

$\delta\lambda_B/\lambda_B = -2,5 \cdot 10^{-5} \text{ нм/МПа}$. При этом полученные точки лежат в пределах погрешности, обусловленной, в первую очередь, погрешностью спектроанализатора (10 пм), т.е. в данном эксперименте при диапазоне измерения давления 0...100 МПа относительная погрешность показаний датчика составила $\varepsilon_p = 0,258\%$.

Схема реализации способа измерения распределенного давления при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов и наличии управляемого клапана с применением стационарной геофизической системы на основе ВОД приведена на рисунке 10.

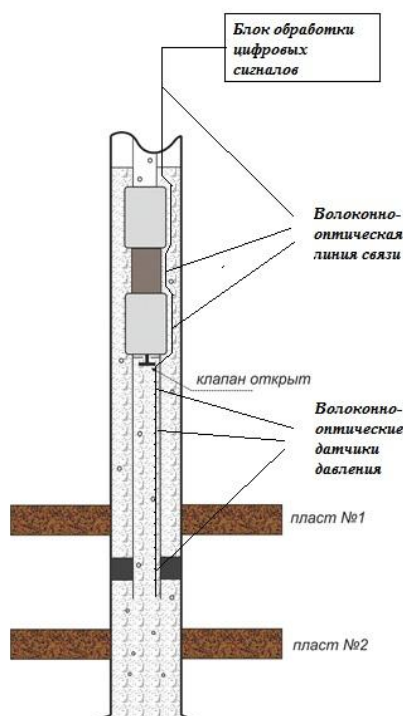


Рисунок 10– Стационарная геофизическая система на основе волоконно-оптических датчиков

Таким образом, по точности измерения классические электронные и волоконно-оптические системы примерно сопоставимы. Однако по диапазону рабочих условий ВОД значительно превосходят электронные датчики за счет своей полностью пассивной конструкции. Кроме того, ВОД не требуют источников питания, не подвержены химическому воздействию и не проявляют остаточной деформации, что обеспечивает их практически неограниченный срок

эксплуатации без извлечения из скважины. Все это говорит о том, что ВОД является приемлемым альтернативным вариантом фиксации раздела фаз в колонне в выделенном объеме трубы после перекрытия потока жидкости из пласта. Сдерживающим фактором в настоящее время для внедрения ВОД является сложность и большая стоимость наземного оборудования, что может быть решено в ближайшем будущем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 На основе анализа применения геофизических методов контроля работы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин показано, что использование современных автономных и стационарных систем мониторинга является недостаточным для раздельного учета обводненности пластов из-за влияния на их точность многообразия структур многофазного потока и геометрии ствола скважины.

2 Разработаны способ и технология определения обводненности продукции нижнего пласта при одновременно-раздельной эксплуатации скважины, основанные на геофизических измерениях составов пластовых жидкостей (воды и нефти) с помощью акустических датчиков для фиксации границ их раздела в приемной колонне труб в период отключения нижнего пласта на период исследований.

3 Экспериментально установлена зависимость критической обводненности продукции нижнего пласта от гидродинамических параметров восходящего потока в приемной колонне труб, позволяющая определить границы применимости способа определения обводненности продукции по уровням раздела фаз, выделенных на основе геофизических особенностей пласта.

4 Разработана методика расчета расходного содержания воды в продукции нижнего пласта на основе истинного содержания фаз в приемной колонне труб с использованием модели потока дрейфа и фиксации границ раздела фаз на основе информации геофизических акустических датчиков в вертикальной трубе.

5 Разработан алгоритм определения обводненности по данным измерения

акустических датчиков после перекрытия поступления продукции нижнего пласта в погружной насос, а также проведен производственный эксперимент с помощью геофизических скважинных приборов на одной из скважин Татышлинского месторождения, показавший высокую эффективность полученных результатов.

6 Предложена и обоснована возможность использования распределенных волоконно – оптических датчиков давления на основе Брэгговских решеток для определения границ раздела фаз в колонне труб. Получена зависимость Брэгговской длины волны от давления на поверхности датчика в условиях максимально приближенным к скважинным.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

1 Адиев, И.Я. Применение акустических датчиков для определения обводненности продукции скважины при одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов / И.Я. Адиев // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 6. – С. 12-14.

2 Адиев, И.Я. Математическое моделирование процесса расслаивания смеси в скважине после перекрытия потока жидкости из пласта / И.Я. Адиев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 64-67. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p64-76_AdievIYa_ru.pdf.

3 Адиев, И.Я. Геофизический мониторинг добывающих скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией нескольких объектов / И.Я. Адиев, В.В. Лаптев, В.В. Береснев, И.П. Бабушкин // Каротажник. – 2012. – № 7-8. – С. 65-79.

4 Адиев, И.Я. Технология геофизических исследований в процессе добычи в скважинах с УЭЦН / И.Я. Адиев, М.В. Якин // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 35-41.

5 Адиев, И.Я. Развитие в России технологий ГИС в процессе добычи для мониторинга совместно разрабатываемых пластов / И.Я. Адиев, М.В. Якин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 5. – С. 104-114. URL: http://ogbus.ru/authors/AdievIYa/AdievIYa_1.pdf.

6 Адиев, И.Я. Методическое обеспечение технологий ГИС в процессе добычи нефти / И.Я. Адиев, М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, С.И. Мельников, В.В. Лаптев, В.Б. Белоус, М.В. Якин // Каротажник. – 2014. – № 1. – С. 29-45.

7 Адиев, И.Я. Способ определения обводненности продукции скважины стационарными акустическими датчиками в условиях одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов / И.Я. Адиев, В.М. Коровин, И.Р. Сафиуллин // Каротажник. – 2014. – № 8 –

С. 41-49.

Патент РФ:

8 Пат. 2533468 Российская Федерация, МПК E21B 43/14, E21B 47/14, E21B 43/38. Способ одновременно-раздельной эксплуатации нефтяной скважины, оборудованной электроцентробежным насосом / И.Я. Адиев, В.М. Коровин, И.Р. Сафиуллин, Р.Р. Садрутдинов, М.Д. Валеев; заявитель и патентообладатель ОАО НПФ «Геофизика». – № 2013134887/03; заявл. 24.07.2013 г., опубл. 19.09.2013 г., Бюл. № 32. – 3 с.

В других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

9 Адиев, И.Я. Мониторинг разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН / И.Я. Адиев, И.А. Исхаков, В.В. Лаптев, Г.А. Бельшев, И.П. Бабушкин, А.А. Булгаков, О.В. Харитонов // Тез. докл. конф. в рамках VIII Конгр. нефтегазопромышленников России и XVII Междунар. специализ. выст. «Газ. Нефть. Технологии-2009». – 2009. – С. 18-21.

10 Адиев, И.Я. Новое поколение геофизической техники для мониторинга разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН / И.Я. Адиев, В.В. Лаптев, И.П. Бабушкин // VI Китайско-Российский симп. по промысловой геофизике. Мат. симп. - 2010. – С. 27-31.

11 Адиев, И.Я. Геофизический «on-line»-мониторинг разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН / И.Я. Адиев, В.В. Лаптев, И.П. Бабушкин // Тез. докл. конф. в рамках XVIII Междунар. специализ. выст. «Газ. Нефть. Технологии-2010». – 2010. – С. 16-19.

12 Адиев, И.Я. Технология геофизических исследований в процессе добычи в скважинах с УЭЦН / И.Я. Адиев, М.В. Якин, И.П. Бабушкин // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2. – С. 50-57.

13 Адиев, И.Я. Методическое руководство по применению технологии определения обводненности продукции пластов при их одновременно-раздельной эксплуатации (с использованием акустических стационарных информационно-измерительных систем) / И.Я.Адиев // Методическое руководство ОАО НПФ «Геофизика», Уфа. – 2014. – 13с.

14 Адиев, И.Я. Перспективы развития геофизических технологий в процессе добычи нефти и газа / И.Я. Адиев, В.В. Лаптев, В.Б. Белоус // Тез. докл. конф. в рамках XXII Междунар. специализ. выст. «Газ. Нефть. Технологии-2014». – 2014. – С. 4-8.

15 Адиев, И.Я. Анализ работы систем непрерывного геофизического контроля в процессе добычи / И.Я. Адиев, М.В. Якин, И.П. Бабушкин // Тез. докл. конф. в рамках XXII Междунар. специализ. выст. «Газ. Нефть. Технологии-2014». – 2014. – С. 19-25.

16 Адиев, И.Я. Геофизические исследования и работы в скважинах. Т.8. Применение одновременно-раздельных технологий в добыче нефти: учеб. издание / И.Я. Адиев, В.А. Костиловский, Р.Р. Садрутдинов, В.Я. Ведерников. – Уфа: Информреклама, 2014. – 172 с.