



АНДАЕВА ЕКАТЕРИНА АЛЕКСЕЕВНА

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**
(на примере месторождений НГДУ «Ямашнефть»)

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель

кандидат технических наук, доцент
Лысенков Алексей Владимирович

Официальные оппоненты:

Федоров Вячеслав Николаевич

доктор технических наук, профессор,
ООО «НПП «Уфанефтепроект ЦТ-Север»/
директор

Саранча Алексей Васильевич

кандидат технических наук, доцент,
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Тюменский индустриальный
университет» / кафедра «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений», доцент

Ведущая организация

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Ухтинский государственный
технический университет» (г. Ухта)

Защита диссертации состоится «14» июня 2018 года в 12:00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан « »

2018 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В Российской Федерации происходит неуклонное снижение остаточных запасов нефти, при этом доля трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ) нефти в общем балансе на сегодняшний день возросла до 55 %, а по ряду нефтедобывающих компаний до 60 – 80 %. С изменением структуры запасов (высокая выработанность пласта, обводненность, низкие пластовые давления и проницаемость коллекторов) осложняются условия эксплуатации скважин, сопровождающиеся снижением их продуктивности и дебитов скважин. Для своевременного установления причин таких потерь и их минимизации проводят гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

В настоящее время в НГДУ «Ямашнефть» ГДИС и интерпретация результатов исследования осуществляется единым подходом для всех объектов разработки без учета их геолого-физической характеристики и параметров эксплуатации добывающих скважин согласно утвержденному РД №153-39.0-536-07.

Как известно, большинство параметров, характеризующих состояние пласта, определяют по результатам исследований на неустановившихся режимах работы скважин. Применяемые традиционные методы исследования являются весьма затратными для группы месторождений Юго-Востока Татарстана по причине длительного восстановления давления на забое скважин.

На практике возможность качественной обработки результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена недостатком информации и применимостью адаптированных методик интерпретации результатов ГДИС для залежей с низкопроницаемыми коллекторами.

Таким образом, вопросы совершенствования известных и создания новых методов контроля состояния призабойной зоны пласта, позволяющих определять в сжатые сроки фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, учитывая геолого-физические особенности разрабатываемых коллекторов, режимы эксплуатации месторождений и работы скважин являются актуальными.

Соответствие паспорту специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле заявленной специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений –

«научные аспекты и средства обеспечения системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования и мониторинга процессов разработки месторождений углеводородов, эксплуатации подземных хранилищ газа, создаваемых в истощённых месторождениях и водонасыщенных пластах с целью рационального недропользования» (п.3).

Степень разработанности темы

К началу работы над диссертацией имелись сведения о применяемых подходах интерпретации кривых восстановления давления; методы, учитывающие влияние нелинейной фильтрации и т.д. Большой вклад в развитие данного направления внесли отечественные ученые: Иктисанов В.А., Н.Н., Молокович Ю.М., Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А., Бузинов С.Н., Умрихин И.Д., Хайруллин М.Х., Овчинников М.Н и др. Однако среди общепринятых подходов отсутствуют адаптированные методики интерпретации кривых восстановления давления, учитывающие геологическое строение разрабатываемого объекта, физико-химические свойства пластовых флюидов и режимы работы скважин.

Цель работы

Цель работы – разработка метода оперативного исследования призабойной зоны пласта добывающих скважин с целью определения ее фильтрационных характеристик, учитывающего геолого-физические параметры эксплуатационного объекта, физико-химические свойства пластовых флюидов и режимы работы скважин.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

1 Анализ особенностей проведения гидродинамических исследований скважин на месторождениях НГДУ «Ямашнефть»;

2 Обобщение геолого-физической характеристики месторождений, влияющих на особенности проведения ГДИС группы месторождений Юго-Востока Татарстана;

3 Исследование влияния геолого-физических характеристик пласта, физико-химических свойств продукции скважин и особенностей разработки залежи на форму кривых восстановления давления;

4 Разработка экспресс-метода оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта при вводе скважин в эксплуатацию после проведения геолого-технических мероприятий;

5 Разработка алгоритма подбора методики интерпретации результатов

экспресс-метода гидродинамических исследований скважин в зависимости от геолого-физической характеристики разрабатываемого месторождения и режимов работы скважин.

Научная новизна

1 Выполнено группирование эксплуатационных объектов месторождений Юго-Востока Татарстана по геолого-физическим условиям коллектора и показателям разработки, определяющих вид и форму кривой восстановления давления при проведении гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах;

2 Установлено, что форма кривой восстановления давления, по результатам гидродинамических исследований скважин рассматриваемых месторождений, зависит от степени вовлеченности залежи в разработку и подчиняется как логарифмической, так и линейной зависимости.

3 Установлено, что скважины основных эксплуатационных объектов разработки месторождений Юго-Востока Татарстана следует классифицировать на 7 групп по характерным формам кривых восстановления давления.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в установлении закономерностей влияния геолого-физических особенностей разрабатываемых коллекторов, физико-химических свойств добываемой продукции и режимов эксплуатации скважин на форму кривой восстановления давления и выбор методики интерпретации полученных данных.

Практическая значимость:

1 По результатам систематизации геолого-физических параметров объектов разработки выделены группы месторождений Юго-Востока Татарстана для корректного подбора методики интерпретации результатов ГДИС на неустановившихся режимах.

2 Разработан экспресс-метод определения характеристик призабойной зоны пласта, обеспечивающий сокращение длительного простоя скважины при проведении ГДИС на неустановившихся режимах (Патенты РФ №2559247, 2605972).

3 На основании замены звукометрического способа регистрации уровня столба жидкости в скважине при проведении ГДИС на неустановившихся режимах работы на способ он-лайн регистрации забойного давления прибором глубинного измерительного комплекса (ГИК), выполнено усовершенствование экспресс-метода проведения ГДИС (подана заявка на Патент РФ №2017114299).

4 Разработан алгоритм подбора методики обработки полученных КВД после проведения экспресс-метода ГДИС на добывающих скважинах.

5 Разработано Временное Положение на проведение опытно-промышленных работ по внедрению экспресс-метода оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин НГДУ "Ямашнефть" с целью сокращения сроков освоения (недоборов нефти).

6 На основании внедрения и опробования разработанного Временного Положения по проведению ГДИС на 14-ти скважинах Ямашинского, Тюгеевского, Архангельского и Шегурчинского месторождений достигнуто сокращение их простоя в количестве 336 сут.

Методология и методы исследований

Поставленные в диссертационной работе задачи решались путём анализа технологических схем разработки рассматриваемых месторождений, промысловых данных ГДИС и результатов их интерпретации, проведенных опытно-промышленных работ. Учитывалось строение карбонатных и терригенных залежей и применялись теории фильтрации жидкостей в пласте, методы численного решения дифференциальных, логарифмических и линейных уравнений.

Положения, выносимые на защиту

1 Классификация объектов разработки месторождений Юго-Востока Татарстана по составу, геолого-физическим свойствам коллектора и формам кривых восстановления давления, получаемых при проведении ГДИС.

2 Зависимость формы кривой восстановления давления от фильтрационно-емкостных параметров пород коллектора, режима работы скважин и системы разработки залежи в целом.

3 Экспресс-метод гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах работы, который обеспечивает сокращение их простоя при проведении ГДИС после ГТМ.

4 Алгоритм выбора методики интерпретации результатов ГДИС экспресс-методом, соответствующей выделенной группе объектов разработки месторождений Юго-Востока Татарстана.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробиро-

ванных, а также сертифицированных методов и методик, экспериментальных исследований, осуществленных на оборудовании, прошедшем государственную поверку. Перед построением графических зависимостей все экспериментальные данные обрабатывались с использованием подходов теории ошибок эксперимента и математической статистики.

Основные положения диссертационной работы доложены и обсуждены на: научно-технической конференции Альметьевского государственного нефтяного института (г. Альметьевск, 2011 г.); молодежной научно-практической конференции НГДУ «Джалильнефть» (г. Джалиль, 2014 г.); ярмарке идей и предложений ОАО «Татнефть» (получено призовое место) (г. Альметьевск, 2014 г.); научно-техническом совещании, посвященном проблемам добычи ТИЗ в НГДУ «Ямашнефть» (г. Альметьевск, 2012 г.); международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина (г. Казань, 2016 г.); VI-й международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи» (г. Уфа, УГНТУ, 2017, 1 место).

Публикации результатов работы

Материалы диссертации, характеризующие научную новизну и защищаемые положения, опубликованы в 13 печатных изданиях, в том числе 6 изданиях, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 4 статьи опубликованы в сборниках тезисов докладов научных конференций и других источниках, 2-х патентах и 1-й заявке на патент.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** изложена актуальность тематики диссертации, цель работы, основные задачи и методы исследований, научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость диссертационной работы.

Первая глава посвящена анализу и обобщению существующих методов гидродинамических исследований скважин, интерпретации кривых восстановления давления. Отдельно рассмотрены методы ГДИС, применяемые при контроле за разработкой нефтяных месторождений Юго-Востока Татарстана.

Опыт разработки месторождений указывает на существенное изменение коэффициентов продуктивности скважин и проницаемости пород ПЗП в процессе их эксплуатации. С целью контроля за разработкой месторождений Юго-Востока Татарстана, как и в других нефтегазодобывающих регионах проводятся ГДИС.

На сегодняшний день в НГДУ «Ямашнефть» для обработки результатов ГДИС используется руководство по интерпретации КВД для различных типов скважин и геолого-промысловых условий, разработанное институтом «ТатНИПИнефть». В ее основе находится определение свойств призабойной зоны с помощью параметра ОП (отношение фактической продуктивности $K_{факт}$ к потенциальной $K_{ном}$):

$$ОП = K_{факт}/K_{ном} \quad (1)$$

На основании рассмотренных результатов интерпретации ГДИС по скважинам, эксплуатирующим различные объекты, выявлен большой диапазон разброса значений коэффициентов продуктивности скважин. Установлено, что причиной этого является некачественная интерпретация результатов ГДИС.

Автором выявлено отличие результатов оценки ФЕС обработки КВД от фактических значений параметров состояния ПЗП, что говорит о необходимости подбора адаптированной методики обработки данных ГДИС. Вопросы получения достоверной информации при проведении гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах работы на поздней стадии разработки приобретают особую значимость.

Вторая глава посвящена группированию эксплуатируемых объектов месторождений Юго-Востока Татарстана по геолого-физическим характеристикам, таким как структура порового пространства, свойства и состав цемента, коэффициентов проницаемости и пористости.

Группированию подлежали такие продуктивные горизонты, как верей-башкирские, тульско-бобриковские отложения и турнейский ярус, эксплуатируемые на Архангельском, Березовском, Екатерининском, Ерсубайкинском, Красногорском, Сиреневском, Тюгеевском, Шегурчинском и Ямашинском месторождениях НГДУ «Ямашнефть» по виду пористости, свойствам и составу цемента, геолого-физической характеристике коллектора. Учтены диапазоны значений коэффициентов пористости и проницаемости, влияющих на качество интерпретации кривых восстановления давления. Группирование объектов разработки осуществлялось по блок-схеме (рисунок 1), и сводилось в таблицу, фрагмент которой представлен в таблице 1.

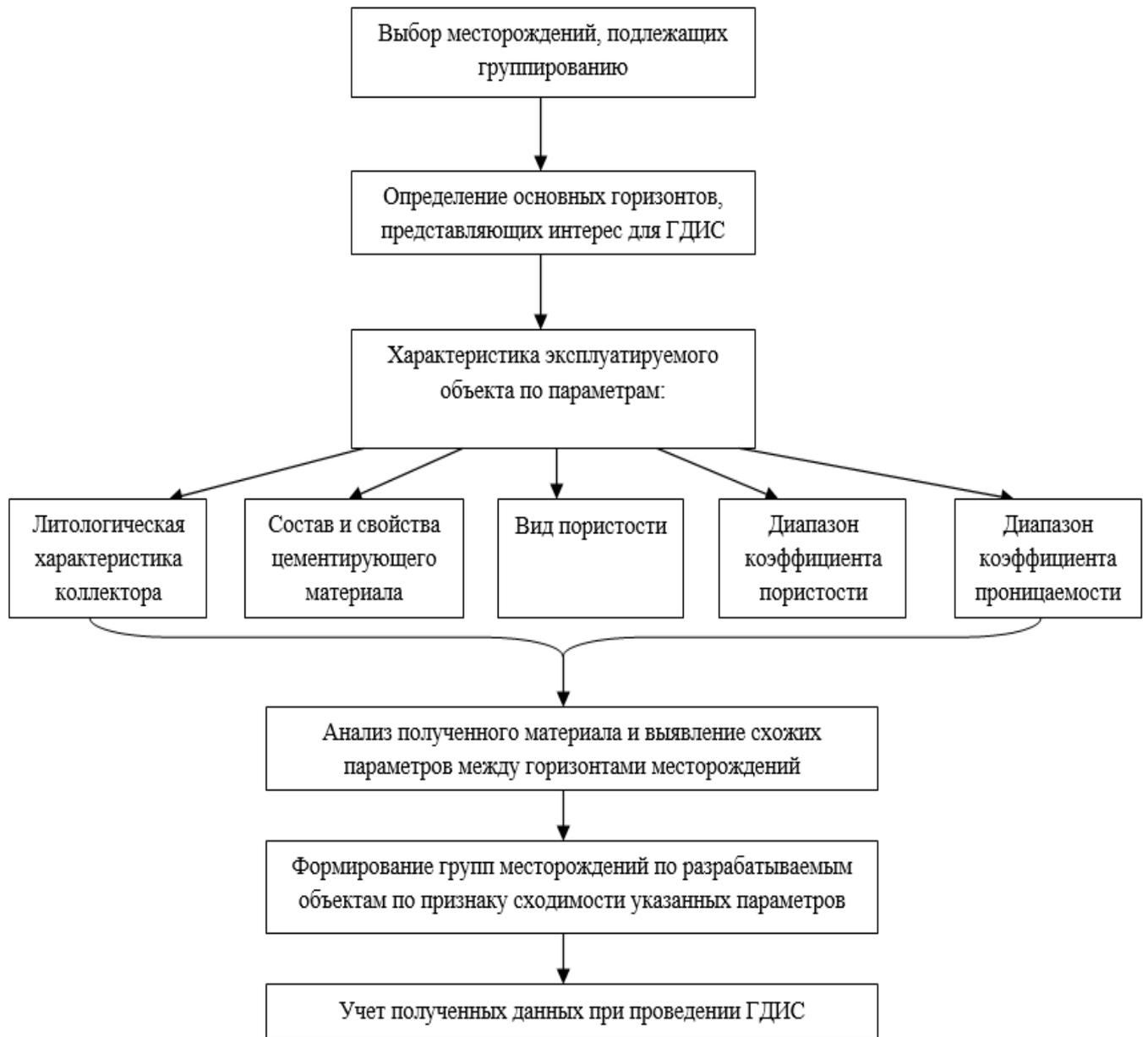


Рисунок 1 – Блок-схема выполнения группирования месторождений по геолого-физической характеристике коллектора и свойствам пласта

Таблица 1 – Фрагмент группирования эксплуатационных объектов месторождений Юго-Востока Татарстана по геолого-физической характеристике пласта

Литологическая характеристика коллектора	Свойства и состав цемента	Вид пористости*	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Пористость, доли ед.	Нефтяное месторождение
1	2	3	4	5	6
Тулеский горизонт					
Слагается аргиллитами темно-серыми, слонстыми, с прослоями песчаников и алевролитов. В средней части горизонта залегает прослой известняка темно-серого, тонкокристаллического, глинистого. Песчаники серые, темно-коричневые, разнородные, кварцевые, прослоями нефтенасыщенные.	Тип цемента (5 - 8%) контактовый, цементирующим веществом является вторичный кварц и карбонатно-глинистое вещество.	П	421...1272	0,187...0,25	Тюгеевское, Сиреневское, Березовское, Шегурчинское, Екатеринбургское
Представлен слабоцементированными алевролитопесчанистыми породами.	Цемент контактового типа, участками поровый	П	457...853	0,21...0,23	Ереубайкинское Архангельское
Представлен он песчаниками мелкозернистыми, алевролитистыми, участками глинистыми. Песчаники на 75-80 % состоят из зерен кварца порового пространства межзерновая.	Контактный	П	532,5	0,208	Красногорское
Терригенные породы представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Аргиллиты темно-серые до черных, неравномерно алевролитистые; алевролиты темно-серые, глинистые, углистые и известковистые. Песчаники серые, буровато-серые до коринчевых, известковистые. Прослой карбонатных пород представлены темно-серыми глинистыми известняками.	Цемент кальцитовый, преимущественно неполнопорового, реже кристификационного и базального типов заполнения.	П-К	473	0,197	Ямашинское

*П – поровый вид; П-К – порово-кавернозный; Т-П – трещиновато-поровый; П-Т – трещиновато-поровый; Т-К-П – трещиновато-кавернозно-поровый; К-П – кавернозно-поровый.

Установлено, что терригенные коллекторы отложений бобриковского и тульского горизонтов нижнего карбона относятся к типу поровых коллекторов с высокими значениями коэффициентов пористости и проницаемости. Средний диапазон проницаемости – $220 \dots 850 \cdot 10^{-3}$ мкм². А карбонатные породы можно считать коллекторами со средними значениями коэффициентов пористости и проницаемости. Граничные пределы пород-коллекторов верей-башкирских отложений по пористости составляют 7,5%, по проницаемости – 0,004 мкм². Представленное обобщение месторождений проведено с целью разработки алгоритма выбора методики интерпретации результатов ГДИС для каждой группы месторождений.

Таким образом, выполненное группирование объектов по представленным в таблице 1 параметрам (геолого-физическая характеристика коллектора, свойства и состав цемента, структура порового пространства, коэффициент проницаемости, коэффициент пористости) позволит выполнить качественный анализ интерпретации данных, полученных при ГДИС на скважинах месторождений НГДУ «Ямашнефть».

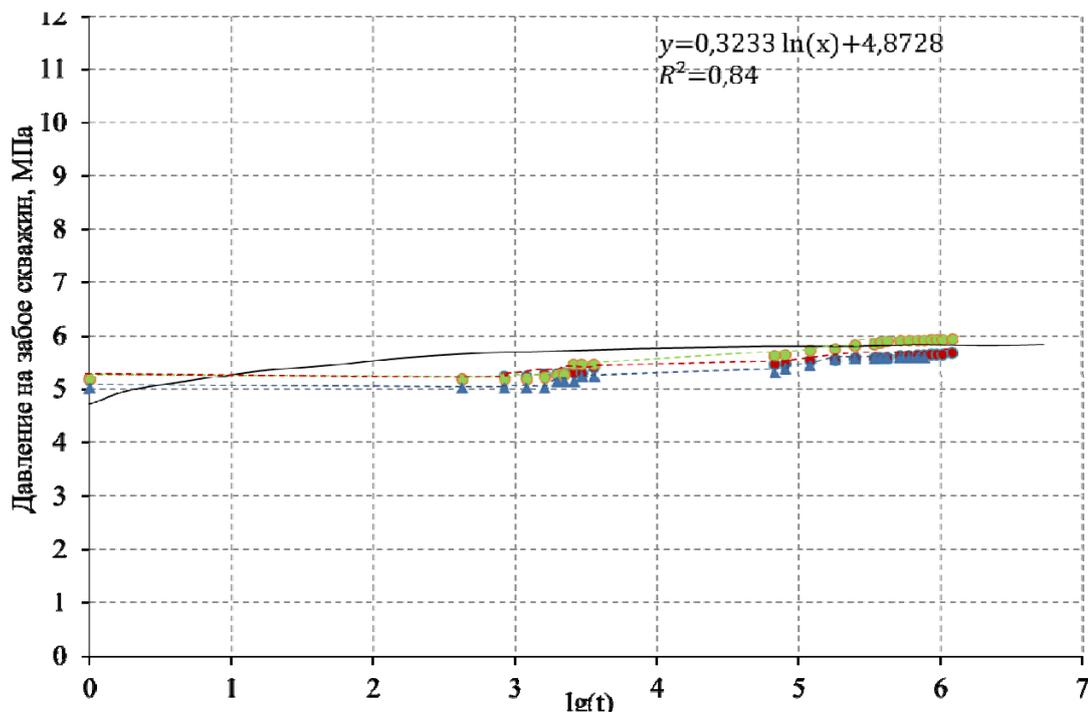
Третья глава посвящена выявлению зависимости формы КВД и длительности ее восстановления от таких параметров, как обводненность продукции скважины, дебит скважины по жидкости и вязкость продукции.

Рассматривались скважины, эксплуатирующие только один объект. Скважины, оборудованные установкой одновременно-раздельной добычи (ОРД) нефти, в анализе участия не принимали с целью исключения получения некорректных данных.

В результате анализа проинтерпретировано 987 КВД по скважинам Архангельского, Березовского, Красногорского, Екатериновского, Ерсубайкинского, Сиреневского, Тюгеевского, Шегурчинского и Ямашинского месторождений, эксплуатирующих верей-башкирские, тульско-бобриковские отложения и турнейский ярус, для выявления зависимости особенностей восстановления уровня столба жидкости в скважине при разработке определенного объекта.

На рисунке 2 представлена КВД, полученная путем осреднения всех кривых по скважинам тульско-бобриковских отложений месторождений НГДУ «Ямашнефть», для которых характерны следующие параметры:

- а) среднесуточный дебит скважины по нефти не превышает 2,5 м³/сут;
- б) обводненность добываемой продукции не превышает 40%;
- в) значения вязкости продукции находятся в диапазоне 25-28 мПа·с.



- ▲ - осредненная линия КВД по первой характерной группе изученных скважин;
- - осредненная линия КВД по второй характерной группе изученных скважин;
- - осредненная линия КВД по третьей характерной группе изученных скважин;
- - осредненная линия КВД по полученным кривым трех групп изученных скважин

Рисунок 2 – Зависимости, отражающие характерный вид КВД, получаемых при проведении ГДИС на скважинах 1 группы тульско-бобриковских отложений

По полученным формам КВД выделены 7 групп скважин рассматриваемых месторождений по геолого-физической принадлежности эксплуатируемого объекта, физико-химическим свойствам добываемой продукции и параметрам работы скважин (таблица 2).

По изученным скважинам на каждом объекте отмечено наличие скважин, которым характерны кривые, не поддающиеся общему представленному группированию. Это может быть обусловлено многочисленными факторами: краевое расположение скважины, аномальные физико-химические свойства пластовых флюидов, не характерными для разрабатываемого объекта и т.д. В результате проведенного анализа установлена зависимость формы получаемой КВД от:

1. Типа эксплуатируемого объекта;
2. Геолого-физической характеристики коллектора;
3. Физико-химических свойств пластовых флюидов;
4. Степени вовлеченности рассматриваемого объекта в разработку;
5. Среднесуточного дебита скважины добываемой продукции;
6. Обводненности продукции и т.д.

Таблица 2 – Классификации добывающих скважин группы месторождений Юго-Востока Татарстана по геолого-физической принадлежности коллекторов, физико-химическим свойствам добываемой продукции, параметрам работы скважин и форме КВД

Терригенные коллекторы (тульско-бобриковские отложения)	
1 группа	
Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	До 2,5
Обводненность, %	Ниже 40
Вязкость, мПа·с	25-28
Длительность восстановления КВД, сут	20-30
Уравнение полученной кривой	$y=0,32331\ln(x)+4,8728$; $R^2=0,84$
2 группа	
Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	До 2,5
Обводненность, %	Выше 40
Вязкость, мПа·с	19-23
Длительность восстановления КВД, сут	До 30
Уравнение полученной кривой	$y=12,87\ln(x)+39,057$; $R^2=0,7361$
Верейские отложения	
3 группа	
Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	До 1,5
Обводненность, %	Ниже 35
Вязкость, мПа·с	50-70
Длительность восстановления КВД, сут	30-40
Уравнение полученной кривой	$y=0,1913x + 0,0439$; $R^2=0,8931$
Башкирские отложения	
4 группа	
Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	До 2,5
Обводненность, %	Ниже 50
Вязкость, мПа·с	48-53
Длительность восстановления КВД, сут	До 25
Уравнение полученной кривой	$y=0,053\ln(x)+0,1683$; $R^2=0,9144$
5 группа	
Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	Выше 2,5
Обводненность, %	Выше 10
Вязкость, мПа·с	42-46
Длительность восстановления КВД, сут	До 20
Уравнение полученной кривой	$y=0,5792\ln(x)+1,4151$; $R^2=0,854$
Турнейские отложения	
6 группа	
Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	Выше 3,5
Обводненность, %	Ниже 40
Вязкость, мПа·с	26-30
Длительность восстановления КВД, сут	30-35
Уравнение полученной кривой	$y=0,7601\ln(x)+3,7288$; $R^2=0,8884$
7 группа	
Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	Выше 3,5
Обводненность, %	Выше 40
Вязкость, мПа·с	20-25
Длительность восстановления КВД, сут	30-35
Уравнение полученной кривой	$y=15,178\ln(x)+44,635$; $R^2=0,82$

Таким образом, интерпретация ГДИС отдельно рассматриваемой группы скважин должна проводиться по адаптированным методикам, соответствующим заданным характеристикам. Однако на сегодняшний день КВД по всему фонду скважин месторождений НГДУ «Ямашнефть» интерпретируются по одной методике института «ТатНИПИнефть» согласно РД №153-39.0-536-07. Исходя из вышесказанного, а также с целью сокращения длительного простоя скважин во время восстановления кривой давления, актуальным вопросом является разработка экспресс-метода для определения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП.

Четвертая глава посвящена разработке экспресс-метода проведения ГДИС во время освоения скважины после ГТМ с целью сокращения простоя скважин.

Для исключения остановок на проведение ГДИС после ГТМ на скважинах предлагается применять разработанный автором экспресс-метод исследования скважин, основанный на прослеживании уровня столба жидкости в скважине во время освоения скважины после ГТМ.

На основе прослеживания уровня столба жидкости в скважине с помощью разработанного экспресс-метода определяются:

- 1) текущий и потенциальный дебиты;
- 2) текущее состояние ПЗП;
- 3) степень успешности проведенного ГТМ.

Схема проведения исследования скважины до и после ГТМ на данный момент выглядит следующим образом: перед проведением мероприятия скважину исследуют на определение параметров пласта, после чего осуществляют ГТМ, далее скважину осваивают и снова проводят контрольное исследование скважины методом снятия КВД (рисунок 3).



Рисунок 3 – Существующая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения

Автором разработан и апробирован экспресс-метод, который предоставляет возможность оперативно рассчитать все необходимые характеристики пласта, преимущественно данные по призабойной зоне пласта, совместив процесс свабиrowания и второй этап исследования (рисунок 4).



Рисунок 4 – Предлагаемая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения

Для осуществления экспресс-метода ГДИС и получения необходимых данных для дальнейших расчетов характеристик пласта предлагается использовать эхолот, предназначенный для отбивки уровня в скважине, пробоотборник и средство для замера объема извлекаемой жидкости.

Таким образом, во время каждого цикла свабиrowания определяется уровень столба жидкости в скважине, параллельно с этим отбираются пробы для определения вязкости и плотности продукции. Объем извлеченной жидкости измеряют в тарированной емкости (свабная корзина). После этого оперативно в передвижной лаборатории продукция исследуется на число рН, вязкость, плотность и обводненность.

После окончания процесса свабиrowания и построения КВД по полученным значениям уровня жидкости осуществляется обработка кривой с последующим расчетом ФЕС по существующей методике института «ТатНИПИнефть».

Для подтверждения достоверности предлагаемого экспресс-метода на скважинах НГДУ «Ямашнефть» разработан план мероприятий для проведения опытно-промышленных работ по внедрению метода оперативного контроля состояния призабойной зоны пласта. Для этого был подобран ряд добывающих скважин, на которых планировалось провести ГТМ с последующим опробованием экспресс-метода ГДИС.

Для проверки точности полученных данных результаты экспресс-метода сравнивались результатами, полученными при проведении контрольного ГДИС на

установившихся режимах работы после ГТМ согласно существующему РД №153-39.0-536-07 по методике института «ТатНИПИнефть».

В таблице 3 приведены полученные результаты ФЕС согласно экспресс-методу и применяемому в ПАО «Татнефть» методу согласно РД №153-39.0-536-07.

По результатам полученных данных выявлено, что процент расхождения между значениями, полученными с помощью экспресс-метода, и РД составляет в среднем 7,5%. Основной причиной выявленной погрешности явилась неточность измерения уровня столба жидкости в скважине во время свабирования, связанная с наличием различных по высоте столбов вспененной продукции, что искажало точность определения уровня.

Таблица 3 –Значения гидродинамических параметров ПЗП, полученные по результатам ГДИС

№ скважины	Эксплуатируемый горизонт	По экспресс-методу с учетом данных замеров уровня			Контрольное ГДИС по РД №153-39.0-536-07 путем построения индикаторных диаграмм		
		Коэффициент проницаемости k , $\times 10^{-3}$ мкм ²	Коэффициент продуктивности K , м ³ /(сут·атм)	Скин-фактор, S	Коэффициент проницаемости k , $\times 10^{-3}$ мкм ²	Коэффициент продуктивности K , м ³ /(сут·атм)	Скин-фактор, S
№98	Башкирский	17,4	0,95	0,5	16,5	0,88	-0,59
№352	Турнейский	13,5	0,12	1,0	14,8	0,29	0,13
№154	Тульский	19,8	0,91	-0,8	17,9	0,75	-0,89
№296	Турнейский	17,8	0,65	-1,2	15,5	0,53	-0,63
№501	Тульский	20,1	0,75	-0,1	19,5	0,69	-0,8

В результате сравнения полученных данных была выявлена неоднозначная сходимость ФЕС по экспресс-методу и по ГДИС согласно РД №153-39.0-536-07.

С целью исключения вероятных погрешностей и достижения высокоточных конечных результатов было принято решение о доработке предложенного экспресс-метода исследования скважин.

Пятая глава посвящена совершенствованию экспресс-метода ГДИС, разработке алгоритма подбора методики интерпретации полученных КВД после

проведения экспресс-метода в зависимости от особенностей разработки месторождения на добывающих скважинах.

Для исключения возникающей погрешности при измерении уровня столба жидкости при проведении экспресс-метода ГДИС предложено использовать широко применяемые глубинные исследовательские комплексы (ГИК), спускаемые непосредственно в работающую скважину и осуществляющие контроль изменения давления на забое.

На рисунке 5 представлена схема расположения в скважине ГИК во время свабирования. Измерительный комплекс спускается в интервал перфорационных отверстий. Давление регистрируется в режиме он-лайн во время спуска и подъема свабной корзины, а информация о замере давления выводится в виде графика (например, рисунок 7).

При подъеме очередного объема жидкости отбираются пробы и определяются обводненность, вязкость, pH получаемой продукции, после чего необходимо выполнить расчет необходимых гидродинамических параметров призабойной зоны пласта.

Учитывая выявленную сходимость КВД по группам скважин, принято решение об интерпретации скважин по адаптированным методикам обработки КВД, удовлетворяющим реальным условиям рассматриваемого объекта.

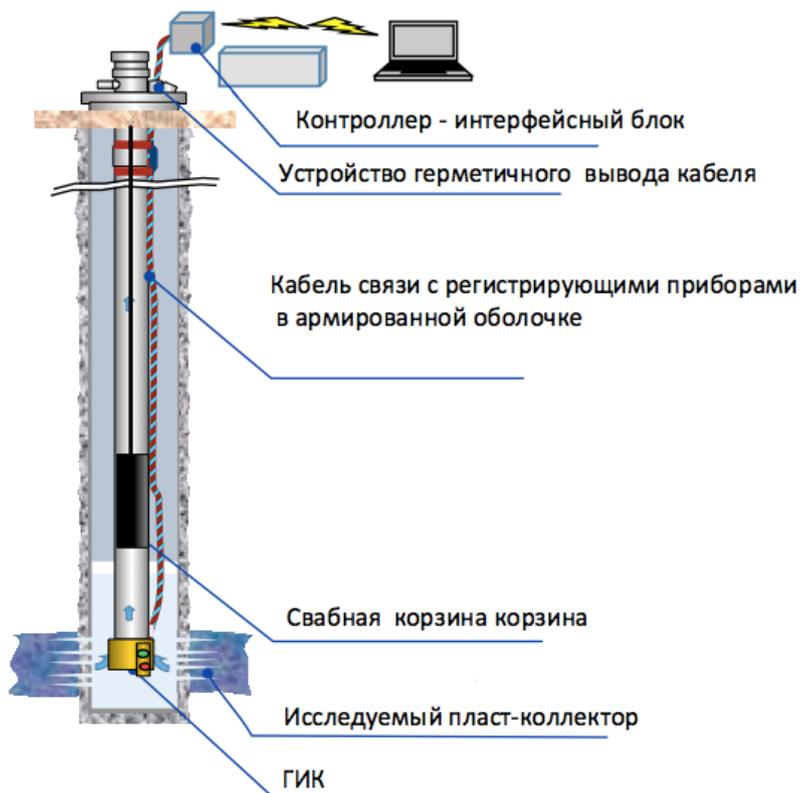


Рисунок 5 – Схема спуска в скважину ГИК при свабировании

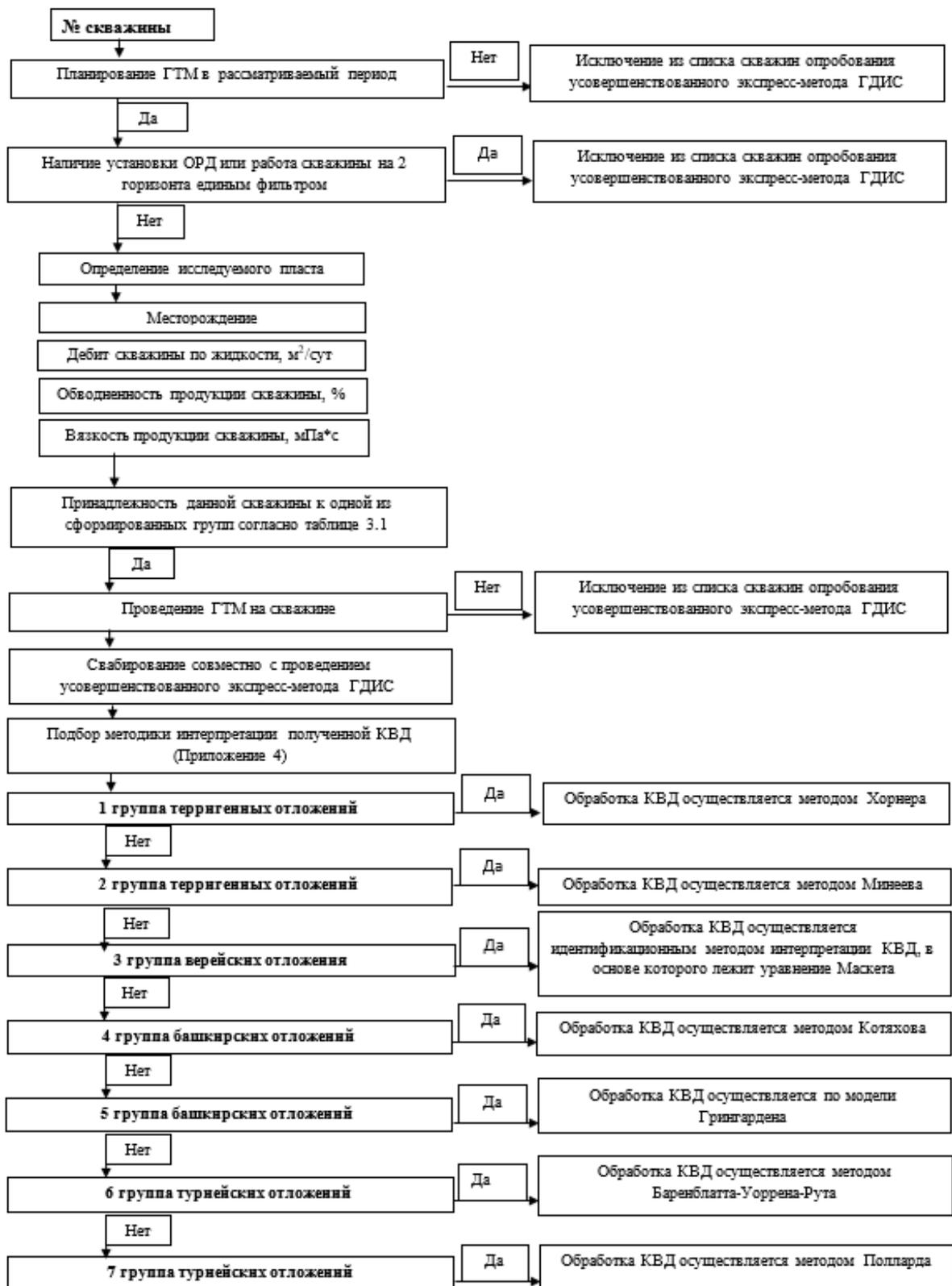


Рисунок 6 – Алгоритм подбора добывающих скважин по определению адаптированной методики интерпретации полученных данных при проведении экспресс-метода ГДИС

На рисунке 6 приведена блок-схема последовательности выполнения действий по подбору методики расчета ФЕС ПЗП исследуемой скважины после проведения усовершенствованного экспресс-метода ГДИС .

В качестве подтверждения достоверности предлагаемого способа определения гидродинамических характеристик разработано Временное положение на проведение опытно-промышленных работ по опробованию экспресс-метода. Было подобрано 5 скважин, разрабатывающих карбонатные и терригенные коллекторы - башкирский, тульский горизонты, и турнейский ярус Ямашинского, Шегурчинского и Тюгеевского месторождений. На каждой скважине проведены мероприятия по интенсификации добычи нефти: на карбонатных коллекторах – закачка в скважину состава на основе соляной кислоты (ПАКС – поверхностно-активный кислотный состав и КСМД – кислотный состав медленного действия), в терригенных коллекторах – композиция на основе глиноукислоты (ГКК – глиноукислотная композиция). После проведения обработки начался процесс освоения с помощью сваба.

На рисунке 7 представлены результаты регистрации давления на забое скважины №101 с помощью измерительного комплекса во время свабирования

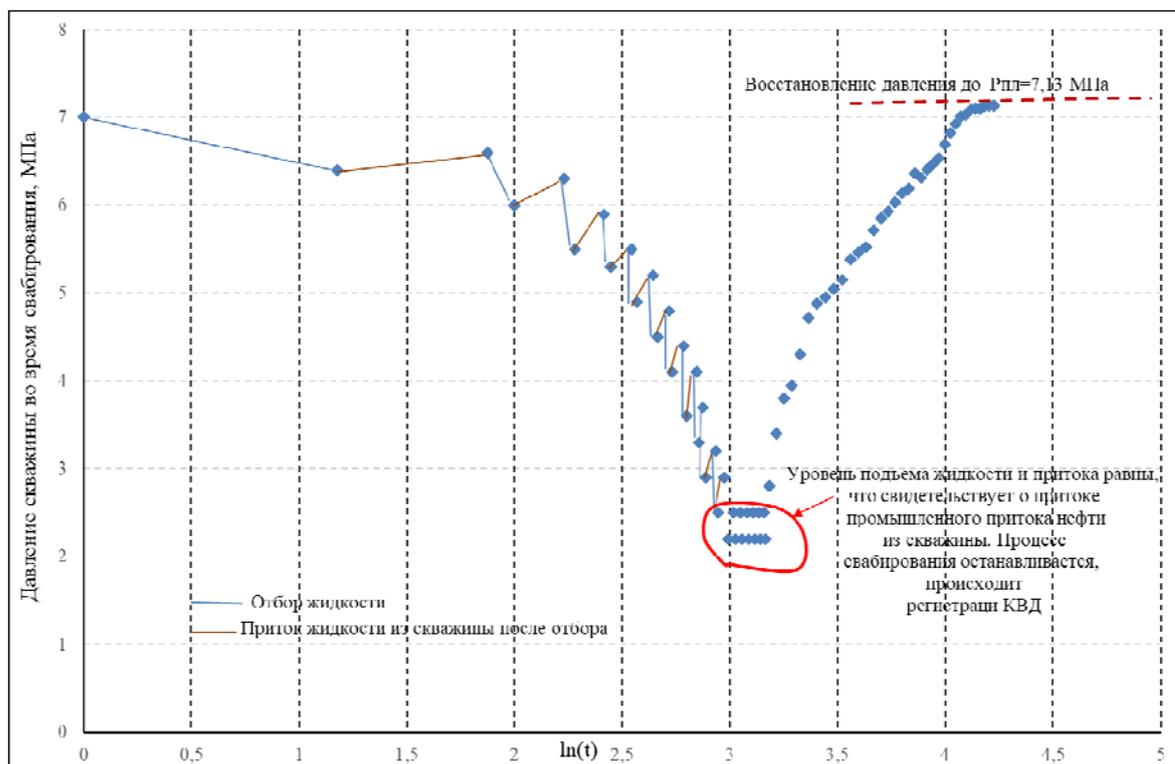


Рисунок 7 – Схема фиксации давления с помощью ГИК при цикле свабирования

Для проверки точности полученных данных результаты экспресс-метода сравнивались с результатами контрольного ГДИС, выполненного согласно существующему РД №153-39.0-536-07 института «ТатНИПИнефть», на установившихся режимах после ГТМ.

В таблице 4 приведены полученные результаты ФЕС согласно усовершенствованному экспресс-методу и методу, проведенному по РД №153-39.0-536-07.

Как видно из таблицы, результаты полученных данных отличаются между собой не более чем на 2%.

Совмещение свабиrowания с исследованием по экспресс-методу не увеличивает время проведения ГТМ, в то время как проведение контрольного ГДИС с построением КВД по РД занимает в среднем 10-15 сут. Т. е., совмещая исследование с процессом свабиrowания во время освоения после ОПЗ, возможно сокращать простои скважин. В масштабах нефтегазодобывающих управлений это будет играть большую роль.

Таблица 4 – Сравнительные результаты гидродинамических параметров

№ скважины	Эксплуатируемый горизонт	По экспресс-методу с учетом данных замеров давления			Контрольное ГДИС по РД №153-39.0-536-07 путем построения индикаторных диаграмм		
		Коэффициент проницаемости k , $\times 10^{-3}$ мкм ²	Коэффициент продуктивности K , м ³ /(сут.атм)	Скин-фактор, S	Коэффициент проницаемости k , $\times 10^{-3}$ мкм ²	Коэффициент продуктивности K , м ³ /(сут.атм)	Скин-фактор, S
№95	Башкирский	16,7	0,87	-0,9	16,5	0,88	-0,59
№854	Турнейский	13,6	0,31	0,5	13,9	0,33	0,4
№101	Тульский	18,1	0,74	-1,3	17,9	0,75	-0,89
№1001	Турнейский	15,4	0,55	-0,7	15,5	0,53	-0,63
№410	Тульский	19,3	0,70	-0,8	19,5	0,69	-0,8

В таблице 5 приведены примеры расчетного потребного времени экспресс-исследования по опытным 5-ти скважинам и реальное время проведения ГДИС.

Также в главе представлен подробный расчет гидродинамических характеристик ПЗП скважины №4032 Шегурчинского месторождения по разработанному экспресс-методу ГДИС и подбору методики интерпретации полученных данных, которые подтвердили целесообразность своего применения.

Таблица 5 – Разница между потребным временем исследования и действительной длительностью проведения исследования

Скважина №	Потребное время ГДИС, мин/сут	Время проведения стандартного ГДИС, мин/сут
№95	8 876/6,2	10 351/7,2
№854	7 349/5,1	5 739/3,99
№101	10 500/7,3	17 658/12,3
№1001	8 520/5,4	12 890/8,9
№410	7 910/5,5	10 800/7,5

Таким образом, применение усовершенствованного экспресс-метода ГДИС позволяет сократить простой скважин за счет исключения необходимости проведения контрольного ГДИС после ГТМ согласно существующему РД №153-39.0-536-07 института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть». При этом интерпретация полученных КВД по методикам, соответствующим геологическим особенностям разрабатываемых залежей и параметрам работы скважин НГДУ «Ямашнефть», позволит получать корректную информацию о ФЕС ПЗП, анализировать успешность проведенного ГТМ, строить достоверную гидродинамическую модель пласта.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1 На основании проведенного сравнительного анализа общепринятых гидродинамических исследований скважин и применяемых на месторождениях НГДУ «Ямашнефть» методик обработки результатов исследований показано, что традиционные методы исследования не всегда приемлемы для группы месторождений Юго-Востока Татарстана по причине единого подхода и весьма продолжительны из-за длительного восстановления давления на забое скважин.

2 Выполнено обобщение и выделены в группы месторождения по всем эксплуатируемым объектам разработки в зависимости от геолого-физической характеристики коллектора, вида пористости и коэффициента проницаемости.

3 Установлена зависимость формы КВД от степени вовлеченности в разработку залежи и принадлежности исследуемой скважины к одной из семи выявленных групп, имеющих характерные признаки по дебиту скважины, обводненности и вязкости добываемой продукции.

4 Разработан экспресс – метод для оперативной оценки состояния ПЗП при вводе скважин в эксплуатацию после проведения геолого-технических мероприятий, основанный на регистрации давления на забое скважины во время ее освоения и возможности оперативного расчета всех необходимых характеристик пласта, преимущественно данные по призабойной зоне, совместив процесс свабиrowания и второй этап исследования.

Экспресс – метод включен во Временное Положение НГДУ «Ямашнефть», внедрение которого позволило сократить простой скважин при проведении ГДИС после ГТМ.

5 Разработан алгоритм выбора методики интерпретации результатов экспресс-метода ГДИС в зависимости от геолого-физической характеристики разрабатываемого объекта и режима работы скважин на примере месторождений Юго-Востока Татарстана.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:
в изданиях, рекомендованных ВАК Минобразования и науки РФ:**

1. Андаева Е.А., Сидоров Л.С. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - №9. – С.41-45.

2. Андаева Е.А., Сидоров Л.С. Экспресс-метод определения состояния призабойной зоны при освоении скважин//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2013.-№2.-С.23-25.

3. Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. - Обобщение геолого-физической характеристики месторождений НГДУ «Ямашнефть» с целью повышения эффективности гидродинамических исследований скважин. – Георесурсы. 2016 Т. 18 №3 Ч.1. С. 191-196.

4. Саттаров Р.Р., Андаева Е.А., Лысенков А.В. Исследование скважин, эксплуатируемых низкопроницаемые коллекторы. – Нефтегазовое дело, Т.15. №2, 2017 г. С. 41-44.

5. Андаева Е.А. Метод оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин // Территория Нефтегаз.-2016.-№3.-С.140-144.

6. Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. – Усовершенствование экспресс-метода гидродинамических исследований скважин в условиях месторождений НГДУ «Ямашнефть» - Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. №3. С. 41-47.

в патентах:

7. Саетгараев Р.Х., Кашапов И.Х., Звездин Е.Ю., Андаева Е.А. – Система определения характеристик призабойной зоны малодебитных скважин. – Патент №2605972, 2017 г.

8. Саетгараев Р.Х., Кашапов И.Х., Звездин Е.Ю., Андаева Е.А. – Способ

экспресс-определения характеристик призабойной зоны малодебитных скважин, применяемый при освоении скважин, и система его реализующая. – Патент №2559247, 2015 г.

9. Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. - Способ экспресс-определения характеристики призабойной зоны пласта, применяемый при освоении скважин. Заявка №2017114299.

в сборниках тезисов докладов научных конференций:

10. Андаева Е.А., Сидоров Л.С. Оперативное определение состояния призабойной зоны как фактора получения дополнительной добычи нефти // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2011. Т. 1. № -1. С. 31-33.

11. Андаева Е.А. Метод оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин с целью получения дополнительной добычи нефти // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», посвященной 55-летию НГДУ «Джалильнефть» - 2014. - С.104-105.

12. Андаева Е.А. Экспресс-метод исследования параметров призабойной зоны скважин // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. – Казань: Изд-во «Ихлас». 2016. – Т.1. – С. 212-216.

13. Андаева Е.А., Лысенков А.В., Саттаров Р.Р. – Особенности гидродинамических исследований скважин месторождений НГДУ «Ямашнефть» и их интерпретация. – Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2017. №3. С. 26-39.