

# ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ

Сборник научных статей по материалам  
IX Всероссийской молодежной научно-практической конференции  
(г. Уфа, 23 мая 2024 г.)



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
УФИМСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ**

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ**

**Сборник научных статей  
по материалам IX Всероссийской молодежной  
научно-практической конференции**

**(г. Уфа, 23 мая 2024 г.)**

Научное электронное издание сетевого доступа

**Уфа  
РИЦ УУНИТ  
2024**



УДК 550.3  
ББК 26.2  
Г36

*Печатается по решению кафедры геофизики УУНиТ.  
Протокол № 2 от 14.10.2024 г.*

***Редакционная коллегия:***

д-р техн. наук, профессор **Р.А. Валиуллин**;  
канд. техн. наук, доцент **Г.Р. Вахитова** (*отв. редактор*);  
канд. физ.-мат. наук, ст. преподаватель **Ф.Ф. Давлетшин**

Г36

**Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов:** сборник научных статей по материалам IX Всероссийской молодежной научно-практической конференции (г. Уфа, 23 мая 2024 г.) / отв. ред. Г.Р. Вахитова. [Электронный ресурс] / Уфимск. ун-т науки и технологий. – Уфа: РИЦ УУНиТ, 2024. – 93 с. – URL: <https://uust.ru/digital-publications/2024/232.pdf> – Загл. с титула экрана.

ISBN 978-5-7477-6000-4

В сборнике научных трудов рассматриваются актуальные проблемы геофизической науки и практики применения научных результатов исследований молодых ученых и специалистов.

Конференция проводилась при поддержке правительства Республики Башкортостан, Академии Наук Республики Башкортостан и Академии Наук Республики Татарстан.

УДК 550.3  
ББК 26.2

ISBN 978-5-7477-6000-4

© УУНиТ, 2024



## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Секция 1. Цифровые технологии в геофизике, петрофизике и исследовании керна.....</b>	<b>7</b>
<b>Геолого-геофизическое обоснование мероприятий по повышению выработки остаточных запасов нефти в условиях сложного строения. М.К. Мустафаев (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»).</b>	<b>7</b>
<b>Обоснование граничного значения времени поперечной релаксации (Т2Р) для расчета эффективной пористости карбонатных отложений методом ЯМК. И.И. Ильясов, Т.В. Бурикова (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»).</b>	<b>9</b>
<b>Анализ каротажа отечественных высокотехнологичных приборов LWD. С.Р. Кофонова, Г.Т. Габдуллина, А.З. Карарова, Д.В. Фурман (ООО «РН- БашНИПИнефть»)</b>	<b>11</b>
<b>Фациальный анализ для детализации петрофизической модели на примере тюменских отложений. А.Р. Хайруллин, А.З. Карарова, Д.В. Фёдорова, И.Н. Кобяков, Г.Т. Габдуллина (ООО «РН-БашНИПИнефть»).</b>	<b>15</b>
<b>GeoS – программный комплекс полуавтоматической интерпретации скважинных геофизических данных. Д.Р. Сахибгареев (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)</b>	<b>20</b>
<b>Разработка цифрового сенсора метана для применения в угледобывающей отрасли. Д.И. Шарафетдинов, Б.Р. Буляков (Институт прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан, ФГБОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»), Х.М. Салихов, Ю.Г. Малинин, М.Х. Салахов, Л.Р. Тагиров (Институт прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан), Н.Д. Стоянов (ООО «ЛЕД Микросенсор НТ»), Е.Н. Дулов (Казанский (Приволжский) федеральный Университет).</b>	<b>24</b>
<b>Оценка применимости методов ML для интерпретации ГИС в карбонатном разреze. А.А. Казарян (ООО «РН-БашНИПИнефть»), ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»), А.В. Марков, И.Д. Латыпов (ООО «РН- БашНИПИнефть»), Г.Р. Вахитова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).</b>	<b>29</b>



**Построение объемной литологической модели с использованием методов машинного обучения.** Э.Д. Прая, Г.Р. Вахитова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).....32

**Секция 2. Современные подходы к созданию цифровых геологических и гидродинамических моделей**.....34

**Влияние глинистых пропластков на показатели разработки низкопроницаемых коллекторов.** А.Я. Давлетбаев, М.В. Мавлетов, Н.Р. Кондратьева, Э.М. Сафаргалиева (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Н.А. Семенова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).....34

**Построение модели петротипов в рамках построения геологической модели.** О.Р. Яруллин, Э.Г. Ахметвалиев, А.А. Мурыжников, Д.Н. Иванов, С.Н. Бобров (ООО «Интегрированные разработки для моделирования» (Рок Флоу Динамикс)). .....35

**Петроупругое моделирование на основе теории эффективной среды по пластам ачимовской толщи.** Т.Р. Маннанов (ООО «РН-БашНИПИнефть»), ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологии»), А.С. Стручков (ООО «РН-БашНИПИнефть»). .....44

**Математическое моделирование низкочастотного случайного шума для применения в задачах обработки сейсмических сигналов.** Р.Ф. Ахмеров (ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет), М.Э. Сибгатуллин (ГНБУ «Академия наук РТ»), Л.Р. Гилязов (ООО «Геолтех»), И.Н. Плотникова (ГНБУ «Академия наук РТ»), М.Х. Салахов (ГНБУ «Академия наук РТ»).....48

**Перспективы применения цифрового моделирования пластов горных пород в проектах по гидрогеологии.** Р.Р. Абсаликов, М.Р. Минibaев (ООО «РН-БашНИПИнефть») .....50

**Актуализация петрофизической модели среднеюрских отложений в рамках текущего мониторинга скважин.** А.З. Валитов, Д.С. Сальтяшева, А.З. Карарова, А.М. Фахрутдинова (ООО «РН-БашНИПИнефть»).....53



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



**Геологическое моделирование как инструмент в сопровождении бурения скважин с горизонтальным окончанием.** З.Г. Кунакбаева, Г.А. Халилова, Э.К. Камильянова (ООО «РН-БашНИПИнефть»).....58

**Петрофизическое моделирование пластов АС шельфовой и глубоководной частей по группе месторождений Западной Сибири.** И.Р. Гильфанова (ООО «РН-БашНИПИнефть», ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологии»), С.А. Коломасова (ООО «РН-БашНИПИнефть») .....60

**Количественная интерпретация данных импульсного нейтронного спектрометрического гамма-каротажа.** А.Р. Сабирова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).....62

**Секция 3. Геофизические и гидродинамические исследования пластов и скважин. Комплексная интерпретация данных промысловой геофизики** .....65

**Анализ обводненности скважин Баженовской свиты с ГРП на территории ООО «РН-Юганскнефтегаз».** Ю.Д. Пухов, В.О. Борцов, В.И. Фазлутдинов (ООО «РН-БашНИПИнефть»), В.М. Яценко (ПАО «НК «Роснефть») .....65

**Построение профиля приемистости по серии замеров термодобитометром на разных скоростях в нагнетательной скважине.** Д.И. Гарифуллина, В.К. Мухутдинов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).....67

**Экспериментальные исследования распределения теплового поля в физической модели добывающей скважины.** Г.П. Ляпустин, Д.В. Космылин (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).....68

**Информативность спектральной шумометрии при контроле технического состояния скважин на месторождениях Западной Сибири.** Ю.С. Масалимов, Р.К. Яруллин (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий») .....72

**Исследование тепловых эффектов в системе «скважина - пласт» при движении двухфазной среды.** Р.А. Галимов, И.В. Канафин (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).....76

**Моделирование двухфазной фильтрации в слоисто-неоднородном пласте с учетом термодинамических эффектов.** М.Д. Сулейманова, Р.Ф. Шарифутдинов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»).....79



**Исследование влияния геомагнитной активности на погрешность инклинометрических систем с изменением широты.** Д.В. Ковалев (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»).....81

**Обработка результатов измерения температуры (DTS) в паронагнетательной скважине при помощи термогидродинамического симулятора.** Р.И. Рюков (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий») .....85

**Изучение информативности нейтронного каротажа в процессе бурения и в процессе проведения ГИС.** А.А. Сахапов, В.К. Мухутдинов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий») .....88

**Исследование теплового поля в скважине с заколонным перетоком при индукционном нагреве обсадной колонны.** Ф.Ф. Давлетшин, Р.З. Акчурин, Д.Ф. Исламов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий») .....91



## Секция 1. Цифровые технологии в геофизике, петрофизике и исследовании керна

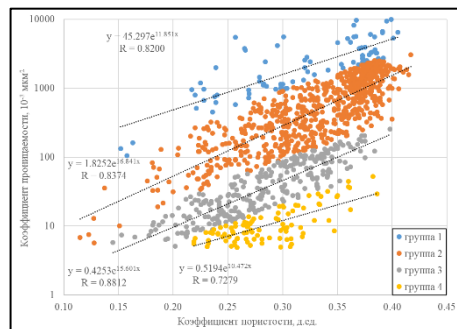
**Геолого-геофизическое обоснование мероприятий по повышению выработки остаточных запасов нефти в условиях сложного строения.** М.К. Мустафаев (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

### Введение

Одним из основных объектов разработки в пределах Бузачинского свода являются терригенные отложения, приуроченные к нижнему отделу меловой системы. В пределах изучаемого объекта данные отложения характеризуются сложным геологическим строением и запасами нефти категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ), обусловленным наличием сверхвязкой нефти (более 500 мПа·с). В связи с этим возникает задача геолого-геофизического обоснования мероприятий по повышению выработки остаточных ТРИЗ нефти. Для этого выполнена дифференциация продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) и проведены экспериментальные исследования по влиянию температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения.

### Метод

Для дифференциации пластов по ФЕС использован комплексный параметр FZI (рис.1). Выделены четыре группы коллекторов, различающихся фильтрационными характеристиками.



*Рисунок 1. Дифференциация по FZI*

Далее выполнено сопоставление результатов экспериментальных данных с результатами дифференциации по ФЕС (рис. 2) [1, 2, 3].



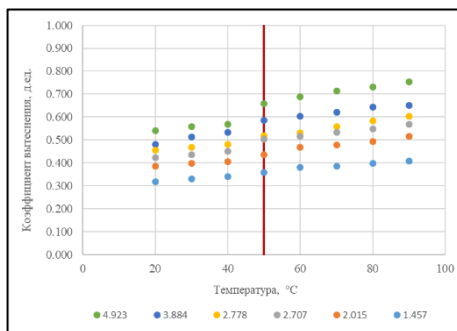


Рисунок 2. Сопоставление экспериментальных исследований

## Результаты

Из данного рисунка 2 видно, что для образцов группы 1 коллекторов при повышении температуры рабочего агента свыше 50 °С наблюдается значительное увеличение коэффициента вытеснения. Следовательно, для достижения максимальной технологической эффективности необходимо проведение закачки горячей воды на тех участках залежи, которые соответствуют зоне (области) распространения коллекторов группы 1.

## Выводы

В результате выполненных исследований получено следующее:

1. Выполнена детализация геологического строения пластов кунусемской свиты неокомского подъяруса нижнего отдела меловой системы месторождения Каражанбас с использованием комплексного параметра FZI.
2. Выполнены экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения нефти. Получено, что для эффективного вытеснения нефти рекомендуется использовать горячую воды с температурой свыше 50 °С.

## Список литературы / References

1. Мустафаев М.К. Опыт циклической закачки пара и воды на месторождении Каражанбас. Техничко-экономические аспекты. – Нефтегазовое дело. – 2018. – Т.16 – № 1. – С. 14-22.
2. Мустафаев М.К. Лабораторные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти в условиях месторождения «Каражанбас». – SOCAR Proceedings. – № 4 (2017). – P. 66-73.



3. Мустафаев М.К., Кайыржан Е.К. Влияние температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти. – Нефтепромышленное дело. – 2017. – № 12. – С. 43-48.

**Обоснование граничного значения времени поперечной релаксации (Т<sub>2</sub>Р) для расчета эффективной пористости карбонатных отложений методом ЯМК.**  
И.И. Ильясов, Т.В. Бурикова (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

### **Введение**

В современной нефтегазовой промышленности петрофизические исследования играют ключевую роль в оценке и разработке месторождений углеводородов. Одним из важных методов анализа пород является ядерно-магнитный резонанс (ЯМР), который позволяет получить наиболее широкий спектр петрофизической информации. Был рассмотрен вопрос, относящейся к петрофизическому обеспечению ядерно-магнитного резонанса, а именно обоснование граничной отсечки поперечной релаксации (Т<sub>2</sub>) для расчета эффективной пористости методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

### **Метод (теория)**

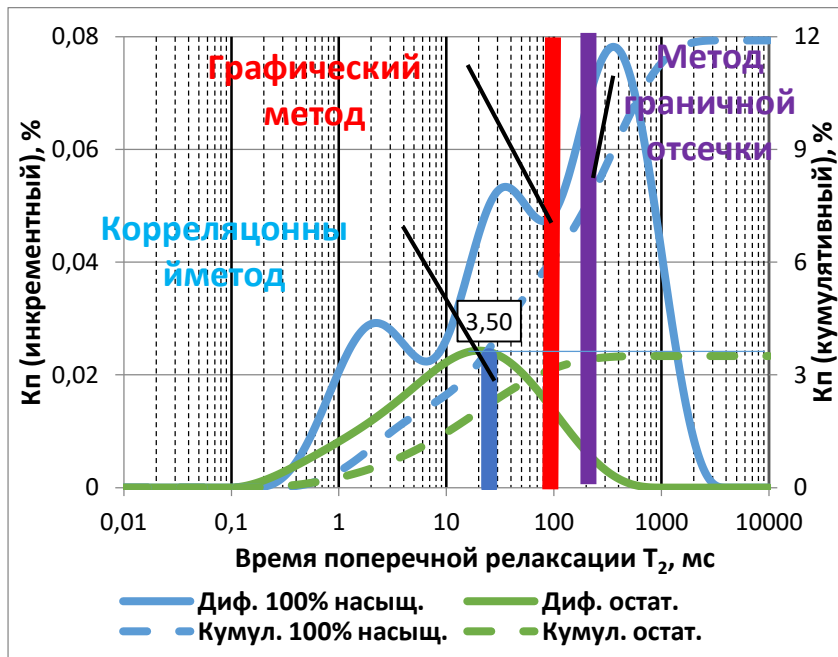
На практике принимается единая отсечка для карбонатных отложений, которая по литературным данным может изменяться от 92 до 100 мс [1]. В работе проведен анализ изменения данного параметра в зависимости от литологической и структурной неоднородности пород, согласно имеющейся типизации отложений среднего карбона на территории Башкортостана [2,3]. Привлечение данных капилляриметрии позволило обосновать граничную отсечку времени поперечной релаксации.

### **Результаты исследования**

Исследование показало, что определение отсечки при последовательном вытеснении воды затруднено в связи с тем, что вытеснение из образцов происходит зачастую не однотипно. Скорее всего, из-за сложной структуры пустотного пространства и присутствия сульфатов в порах, которое препятствует вытеснению воды из отдельных пустот, максимальное время поперечной релаксации при вытеснении воды не всегда смещается в минимальные значения, как это происходит в теории метода. Корреляционный метод основывается только на числовых данных остаточной водонасыщенности (К<sub>во</sub>) для разных лабораторных методов (капилляриметрия и ЯМР) и не имеет зависимости внутри петрогруппы. Выявился недостаток этих методов - разная отсечка для каждого образца внутри группы, что не позволяет использовать такие данные на практике. Для



интерпретации ЯМК требуется отсечка, которая не будет меняться внутри одной литологической группы, и в то же время будет удовлетворять достоверным данным. В работе был применён графический метод определения отсечки времени поперечной релаксации, он является авторским (рис. 1). В результате были определены приемлемые значения отсечек, которые коррелируются с лабораторными данными и являются едиными для всех образцов одной петрогруппы, что позволит провести качественную интерпретацию ЯМК.



*Рисунок 1. Пример сопоставления граничных отсечек ( $T_2$ ), полученных разными способами*

### Список литературы / References

1. Аксельрод С.М. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле постоянных магнитов. Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород. (по публикациям в американской геофизической печати) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 1999. Выпуск 59. С. 28-47



2. Бурикова, Т.В. Литолого-петрофизическая типизация карбонатных пород отложений среднего карбона (на примере месторождений северо-западной части Башкортостана) / Т.В. Бурикова, Е.Н. Савельева, А.М. Хусаинова, О.Р. Привалова, А.Н. Нугаева, Д.В. Корост, Д.А. Гилязетдинова // журнал «Нефтяное Хозяйство». №10. 2017. С. 18-21
3. Аминова, Г.Р. Критерии выделения петрофизических типов пород методами ГИС в разрезе отложений среднего карбона нефтяных месторождений северо-западной части Башкортостана / Г.Р. Аминова, Т.В. Бурикова, Р.В. Мирнов, А.М. Нигматзянова // журнал «Вестник академии наук РБ». Том 35, №2(98). 2020. С. 26-35

**Анализ каротажа отечественных высокотехнологичных приборов LWD.**  
С.Р. Кофонова, Г.Т. Габдуллина, А.З. Карарова, Д.В. Фурман (ООО «РН-БашНИПИнефть»)

### **Введение**

В современных условиях быстрого прогресса приборостроения, развитие методов добычи углеводородов, технологий горизонтального и наклонно-направленного бурения, широкое применение получают высокотехнологичные комплексы аппаратуры для записи геофизических параметров в процессе бурения.

Автором проведен комплексный анализ данных, полученных в ходе работы специалистов мониторинга по комплексу LWD четырех отечественных производителей при опытно-промышленных испытаниях (ОПИ) в ~20 скважинах, при интерпретации материалов ГИС в ~900 наклонно-направленных скважин (ННС), пробуренных на месторождениях Западной Сибири.

Сейчас приборы LWD активно внедряются по всей территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». Они являются неотъемлемой частью нового витка развития нефтяной промышленности и стали практически «стандартным» комплексом ГИС.

### **Оценка качества комплекса LWD**

Долгое время отечественная нефтяная промышленность обходилась стандартными исследованиями ГИС – методы ПС, БКЗ, электрометрия в лице ИК, БК и возможно ВИКИЗ и РК для эксплуатационного бурения. На текущий момент геолого-технологические условия (ГТУ) при бурении таковы, что этот стандартный комплекс практически не пригоден для качественной интерпретации. Необходимо разрабатывать новые технологии, приборы и методики.

Так, начиная с 2012-2013 гг. появились первые приборы для записи каротажа во время бурения.

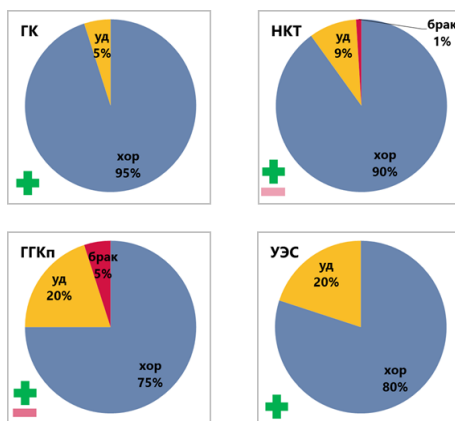
Сейчас на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» работают компании ООО «Интеллектуальные системы», ООО «ГЕРС Инжиниринг», ООО



«ОРИОН», ООО «Трактория-Сервис» и другие, с разработанными отечественными модулями LWD: ГК, НК, ГГК, УЭС.

Модули радиоактивного каротажа имеют схожие характеристики, не уступающие кабельным приборам. Разрешающая способность и глубинность модулей электрометрии различаются, но это не сказывается на информативности из-за особенности записи систем LWD в целом.

Весь немалый объем накопленного материала позволил собрать показательную статистику качества записанных ГИС LWD отечественных производителей (рисунок 1). Благодаря чему удалось сделать основной вывод о качестве получаемых ГИС LWD и их информативности, выявить сильные и слабые стороны отечественных аппаратурных комплексов и узнать особенности каждого из приборов.



*Рисунок 1. Качество тиражированного комплекса LWD отечественных производителей*

### **Преимущества применения результатов интерпретации систем LWD**

Каротаж LWD обладает рядом преимуществ перед кабельными замерами ГИС. Исследования скважин в процессе бурения в значительной степени позволяют повысить качество геологической информации в связи с существенным уменьшением зоны проникновения фильтрата бурового раствора в структуру коллектора.

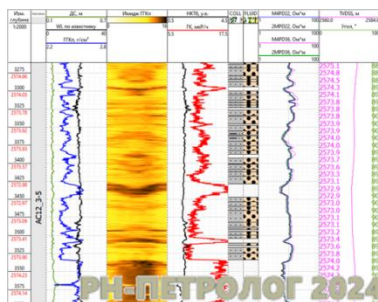
Новые приборы LWD могут производить в каждой скважине каротаж плотности и нейтронной пористости достаточно хорошего качества ввиду отсутствия осложнений, таких как геологические особенности разреза (уплотнение, карбонатизация, тонкое переслаивание прослоев, низкопроницаемые коллекторы



и т.д.), а также и геолого-технологические условия – полиминеральные растворы, большие углы наклона, конфигурация ствола.

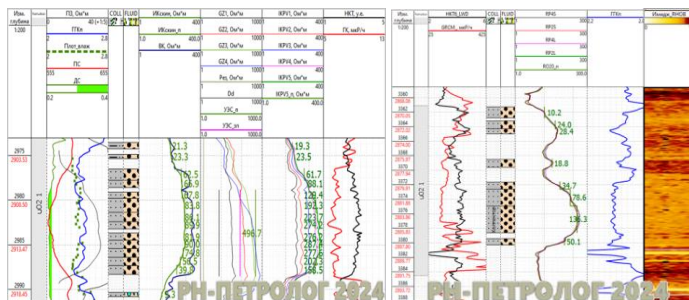
Высокое качество кривых ГИС получаемых с помощью систем LWD открывает перед петрофизиками новые возможности для решения задач. В нашем отделе результаты, полученные по данным каротажа во время бурения, использованы в следующих задачах:

- 1) Достоверная оценка характера насыщенности ввиду отсутствия зоны проникновения и влияния ГТУ (рисунок 2).



*Рисунок 2. Запись стандартного комплекса ГИС и LWD при сложных геолого-технических условиях*

- 2) Нетипичные значения кривых ГИС для терригенного коллектора – высокоомный полимиктовый коллектор (рисунок 3).



*Рисунок 3. Стандартный комплекс ГИС (слева) и LWD в высокоомных разрезах (справа)*



3) Надежная оценка пористости и уточнение петрофизических зависимостей при создании модели насыщенности (рисунок 4) с использованием замеров LWD.

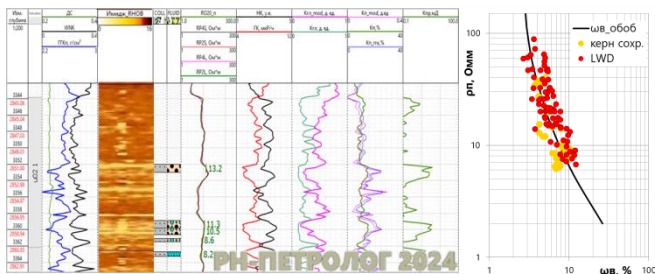


Рисунок 4. Уточнение петрофизических зависимостей

## Выводы

Новые российские высокотехнологичные комплексы LWD позволяют получать качественные данные ГИС в современных условиях бурения, несмотря на геолого-технологических условиях бурения.

Начиная с 2021 года на территории ООО «РН-Юганскнефтегаз» запись ГИС LWD проведена отечественной аппаратурой более чем в 900 вертикальных скважинах с «хорошим» и «удовлетворительным» качеством, что является показательной положительной статистикой работоспособности российских приборов.

## Принятые сокращения в тексте:

ГИС – геофизические исследования скважин,

LWD – каротаж во время бурения,

ГТУ – геолого-технологические условия,

УЭС – удельное электрическое сопротивление,

ПС – метод собственной поляризации,

ГК – гамма каротаж,

НК – нейтронный каротаж,

ГГК – гамма-гамма-плотностной каротаж,

БК – боковой каротаж,

БКЗ – боковое каротажное зондирование,

ИК – индукционный каротаж в МСМ/м,

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование,

РК – радиоактивный каротаж.



## Список литературы / References

1. Аппаратурно-методический комплекс каротажа в процессе бурения ЛУЧ-МК-2014/ Руководство по эксплуатации // Новосибирск, 2016.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.Н. – М.–Тверь, ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003.
3. РД 153-39.0-072-01«ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». – Москва – 2001, 272 с.
4. Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии – 2017, № 47. С. 14–23. <https://rogtecmagazine.com/wpcontent/uploads/2016/12/01-MWD-LWD-In-Russia-Current-Status-and-Development-Outlook-Through-2025.pdf>

**Фациальный анализ для детализации петрофизической модели на примере тюменских отложений.** А.Р. Хайруллин, А.З. Карарова, Д.В. Фёдорова, И.Н. Кобяков, Г.Т. Габдуллина (ООО «РН-БашНИПИнефть»)

## Введение

В последние годы интересы нефтегазовой отрасли затрагивают всё более сложные низко проницаемые литологически сложные объекты. Верхнеюрские отложения Западной Сибири, представляющие собой тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин, углей, относятся к таким продуктивным объектам с огромным нефтепромысловыми запасами. В работе представлен детальный фациальный анализ продуктивных пластов ЮС2 и ЮС3 Приобского месторождения и применение его результатов для дифференциации пород тюменской свиты по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) с целью выявления перспективных зон для эксплуатационного бурения.

## Метод (теория)

На месторождении накоплен достаточно большой объём керновой информации. При этом основные петрофизические зависимости имеют низкие коэффициенты корреляции (Рис. 1), что объясняется полиминеральным составом пород, разными литотипами и условиями осадконакопления.

Так, используя детальную литолого-фациальную характеристику, фотографии и седиментологический анализ кернового материала 62 скважин, получили паспорт фаций из 19 обстановок [1, 2]. Разрез тюменских отложений снизу вверх отражает постепенную трансгрессию моря и постепенную смену фаций от континентальных к прибрежно-морским [5].





По данным исследований керна пласт ЮС2 принадлежит к различным участкам дельты. Нижний интервал (ЮС2-3) относится преимущественно к верхней дельтовой равнине, состоящей из распределительных каналов и отложений маршей (паводковые пески и пойменные глины с прослоями углей и др.). Средний интервал (ЮС2-2) в большей степени относится к нижней дельтовой равнине, состоящей из каналов дельты с влиянием приливов, песчаных и смешанных отмелей, формирующих дельту, приморских болот и маршей. Для интервала характерны неравномерная биотурбация, стратифицированный тонкослоистый разрез (приливные каналы и песчано-глинистые отложения приливной равнины), наличие корненожных горизонтов, текстуры динамически подвижного мелководья. Верхний интервал (ЮС2-1) сложен отложениями прodelьты, состоящей из баров фронта дельты, подводных валов и глинистых морских отложений. Все три интервала, отвечающие этапам развития дельты, совместились на территории интересующего участка недр в результате постепенного продвижения моря в западном направлении в сторону континентальной суши. Выделенные фации обобщены в три группы по гидродинамической активности водной среды: в высокодинамичную группу фаций канала, среднединамичную группу песчаных отмелей и промоин, низкодинамичную группу маршей.

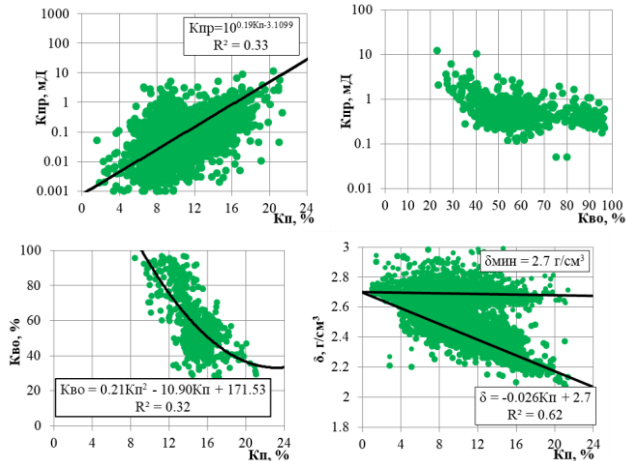


Рисунок 1. Основные петрофизические зависимости

В пласте ЮС3 по данным исследований керна выделяются фации косы русла меандрирующей реки, прируслового вала, конуса прорыва (паводковые пески разливов), межрусловых маршей, пойм и болот. Фации сгруппированы в



макрофации: поймы, конусы выноса и отложения речных русел аналогично с пластом ЮС2 [3].

### Петрофизическое и фациальное моделирование

В рамках петрофизического моделирования выделены 4 основных литотипа: песчаник, глина, карбонатизированный песчаник и уголь (рис. 2). В скважинах с детальной проработкой фаций по данным керна выделен ещё и пятый – глинистый песчаник. Как видно из таблицы, в фациях коллекторов преобладают песчаники, в переходных фациях доли глинистых песчаников и чистых песчаников равны, а в фациях неколлекторов – глины и угли.

Пласт	Фация	Название фации	Макрофации	Г	П	ГлП	КП	Уг	Тип коллектора
ЮС2	<b>Shf</b>	шельф	<b>Прибрежно-морские и шельф</b>	86.3				13.5	<b>неколлекторы 4 группы</b>
	<b>B/L</b>	лагуна		100.0					
	<b>FS</b>	пляжи / подводные валы			66.7	33.3			
	<b>SF</b>	предфронтальная зона пляжа		89.1			9.4	1.6	
	<b>LB</b>	бар	<b>Бары</b>	6.6	78.7	7.4	7.4		<b>коллектор 4 группы</b>
	<b>DTC</b>	распределительный канал дельты	<b>Канал</b>	1.4	82.1	10.0	6.4		<b>коллектор 1 группы</b>
	<b>DTCi</b>	промоина	<b>Отмели и промоины</b>	1.1	61.0	21.6	10.3		<b>коллектор 2 группы</b>
	<b>STF</b>	песчаные отмели			89.2	8.5	2.3		
	<b>MSTF</b>	смешанные песчано-глинистые отмели		0.5	41.2	51.8	6.5		
	<b>M</b>	марши	<b>Марши</b>					2.5	<b>неколлекторы 3 группы</b>
	<b>SM</b>	заболоченные марши		14.5				83.5	
	ЮС3	<b>FC</b>	отложения речного русла	<b>Русло</b>	2.9	75.3	17.9	4.0	
<b>CS</b>		конус выноса временных промоин	<b>Конус выноса</b>	4.0	72.0	24.0			<b>коллекторы 2 группы</b>
<b>CC</b>		канал выноса временных промоин			47.6	52.4			
<b>FC врез</b>		стержевая часть речного русла (врез)	<b>Поймы</b>	90.9	9.1				<b>неколлекторы 3 группы</b>
<b>FP</b>		пойма		84.6			2.1	13.3	
<b>NL</b>		прирусловый вал		97.3				2.7	
<b>SW</b>		болото		12.5				87.5	
<b>AFC</b>	отмирающий канала (старца)	100.0							

**Рисунок 2.** Литологический состав макрофаций и типы коллекторов

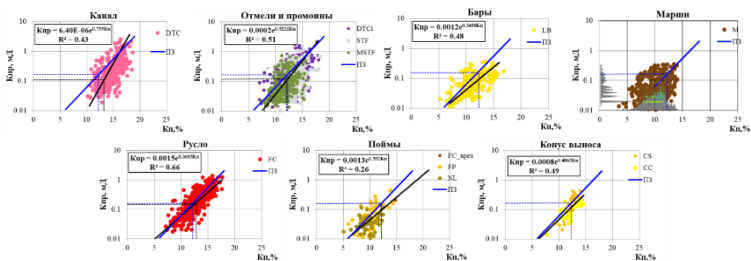
Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов зависят от их фациальной принадлежности. Анализ петрофизических параметров выделенных фаций подтвердил их закономерное ухудшение от высокодинамичных потоковых к низкодинамичным фоновым фациям [6].

Рассмотрим подробнее основные петрофизические свойства фаций пласта ЮС2 с учётом фациальных обстановок. Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают отложения канала со средней пористостью 14,2%, проницаемостью 0,29 мД, высоким содержанием песчаной фракции с преобладанием среднезернистых разностей (Рис. 3). Отмели и промоины характеризуются средним значением Кп чуть выше граничного и равного 12,3%,



Кпр 0,22 мД. Отложения баров прудельты обладают схожими петрофизическими свойствами и чуть отличным гранулометрическим составом, но следует отметить, что по сравнению с остальными фациями они наименее изучены. Неколлекторы, представленные маршами, с низкой долей песчаной фракции, с пористостью 9,3%, что ниже граничного значения, и проницаемостью 0,13 мД.

В пределах пласта ЮСЗ лучшими ФЕС характеризуются отложения речного русла: средняя пористость составляет 13,4%, проницаемость – 0,28 мД и наибольшим содержанием среднезернистых разностей песчаника (Рис. 2). Фация конуса выноса с коллекторами ухудшенных свойств малопредставительна, средняя Кп равна 11,4% и Кпр – 0,2 мД. Фация пойм с преобладанием алевритов и глин в составе относится к неколлекторам, средняя пористость – 8,8%, Кпр – 0,16 мД.



*Рисунок 3. Зависимость проницаемости от пористости по фашиям*

Таким образом, наилучшим качеством ФЕС по пласту ЮС2 характеризуются песчаники каналов, а по пласту ЮС3 – русловые песчаники. Песчано-алевролитовые отложения пойменной фашии, маршей и болот характеризуются худшим гранулометрическим составом, высокой глинистостью и, как следствие, низким качеством ФЕС.

Следует отметить, что в отложениях пласта ЮС2 преобладают глинистые коллекторы, что отражает нестабильные условия осадконакопления, а в пласте ЮС3– коллекторы в основном представлены более чистыми песчаниками.

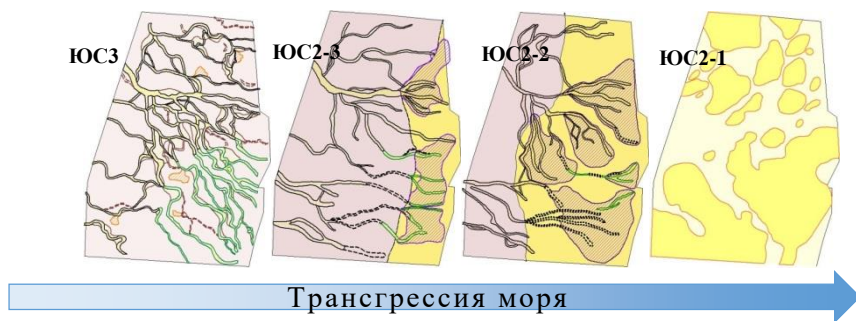
Выделенные макрофашии по данным керна, транслировались в остальной фонд скважин без керновых данных [2]. Для чего были получены граничные значения по наиболее представительным фашиям канала, отмелей и промоин и русла по пористости, и которые в дальнейшем согласовали с граничными значениями для литотипов по кривым ГИС – двойными разностными параметрами РК. Для коллекторов остальных фаший используется общее граничное значение (ввиду не возможности получения собственных граничных из-за малой представительности керновой выборки).







Петрофизическая модель коллектора получилась типичная для данного региона, но с особенностями по оценке коллекторов и их проницаемости в зависимости от условий осадконакопления. Отметим, что при оценке пористости наблюдаются тенденции по распределению: фации коллекторы и неколекторы находятся в своих «пределах», а смешанные или переходные распределены во всём диапазоне изменения свойств.

### Выводы

В результате комплексирования результатов интерпретации 3D сейсморазведки с данными керна, ГИС и сопоставления с региональными фациальными схемами тюменских отложений построены концептуальные фациальные модели (Рис. 4). По пласту ЮС2 удалось определить пространственное положение дельты, субширотную ориентацию каналов дельты, а по пласту ЮС3 получены речные русла и ассоциированные с ними меандровые отмели [4].



**Рисунок 4.** Концептуальная модель осадконакопления пластов ЮС2 и ЮС3

— каналы дельты,  — песчаные отмели нижней равнины,  — верхняя субаэральная дельтовая равнина,  — нижняя субаэральная дельтовая равнина,  — бары фронта дельты

Построены детальные фациальные карты отложений пластов ЮС2 и ЮС3 с определением количественными морфологическими параметрами фаций и емкостных характеристик коллекторов. Результаты легли в основу геологической модели, что позволит увереннее планировать эксплуатационное бурение и повысить рентабельность вовлечения в разработку залежей тюменской свиты интересующего участка недр.



## Список литературы / References

1. Акинъшин, А.В. Проблемы описания и построения петрофизических моделей текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов / А.В. Акинъшин, В.А. Ефимов. // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014: сборник статей / сост. Б.Н. Еникеев. – Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – С. 42-74.
2. Барабошкин, Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном / Е.Ю. Барабошкин. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2011. – 152с.
3. Отчёт о научно-исследовательской работе «Изучение тюменской, баженовской свит на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть», оценка перспектив и формирование рекомендаций по проведению поисково-разведочных работ. / отв. исполнитель А.В. Давыдов. – Уфа: ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2015.
4. Отчёт «Пересчёт запасов нефти растворённого газа Приобского нефтяного месторождения (в пределах Приобского ХМН 16317 НЭ, Эргинского ХМН 16407 НР, Приразломного ХМН 03284 НЭ участков недр). / отв. исполнитель А.А. Волошина, М.Р. Рахимов. – Уфа: ООО «РН-БашНИПИнефть», 2020.
5. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова [и др.]. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972-1012.
6. Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин. / Т.Г. Исакова, А.С. Персидская, О.В. Хотылев [и др.]. – Текст: непосредственный // Георесурсы. – 2022. – 24(2). – С. 172-185.

**GeoS – программный комплекс полуавтоматической интерпретации скважинных геофизических данных.** Д.Р. Сахибгареев (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

## Введение

За последнее десятилетие в геофизической сфере произошел скачок в области обработки данных, были представлены многофункциональные программные комплексы позволяющие решать огромный спектр задач в максимально краткий срок, но ни один из них не позволяет выполнять базовые операции или задачи на автоматическом или полуавтоматическом уровне, что заметно ускорило бы процесс производства.

По этой причине началась разработка программного обеспечения учитывающее ранее описанные недостатки. При использовании такого подхода скорость выполнения операций интерпретации возрастет в разы, стоимость проведения



исследований уменьшиться, а качество увеличиться, за счет снижения влияния человеческого фактора. Предполагается, что в будущем подобные технологии будут появляться у мировых геофизических предприятий таких, как – Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, появление первого подобного комплекса в России повысит востребованность отечественных разработок на мировом рынке.

### **Метод (теория)**

Разработка ведется на языке Python, используемые при этом библиотеки: Keras, Tensor Flow, Lasio, TKinter, Pandas, Matplotlib, Numpy. Тестовый прототип был портирован на устройства под управлением операционных систем Windows и Astra Linux.

Программа способна открывать сразу несколько las файлов, увязать кривые ручным способом, и проводить базовые операции интерпретации. Поддерживаемые геофизические методы: гамма-каротаж, стационарные нейтронные методы, метод собственной поляризации, методика бокового каротажного зондирования, боковой каротаж, индукционный каротаж и микро-каротажное зондирование.

В процессе обработки вычисляются основные коэффициенты: относительная амплитуда собственной поляризации – АПС, двойные разностные параметры гамма-каротажа и нейтронного каротажа - ΔЛГК и ΔЛНК. Рассчитанные коэффициенты используются нейронной сетью для литологического расчленения разреза. На данном этапе разработки, литология определяется на базовом уровне, на такие литотипы, как: глина, плотная непроницаемая порода – известняк, песчано-глинистая порода, сильно глинистый песчаник, глинистый песчаник, чистый кварцевый песчаник. Ожидается расширение списка литологии, за счет использования более качественных исходных данных [1,2].

Вид используемой нейросети – Перцептрон, ее работа заключается в анализе трёх входных величин - АПС, ΔЛГК и ΔЛНК для каждой из них определены “веса”, на которые умножаются входные параметры, тем самым на выходе получается шифр литологии от 0 до 5, например для известняка – 0, для чистого кварцевого песчаника – 5.

Обучение происходило в автоматическом режиме с использованием метода обратного распространения ошибки, для этого были подготовлены данные по нескольким скважинам, а именно была проведена стандартная интерпретация, литологическое расчленение, а также определены необходимые коэффициенты.

Коэффициенты пористости, проницаемости, определены по зависимостям Керн-ГИС  $KП\_ПС=f(АПС)$ ,  $KПР=f(КП)$ , коэффициент нефтенасыщенности был рассчитан по уравнениям Арчи-Дахнова. Готовые данные можно экспортировать в виде .las файла и изображения, примеры продемонстрированы на изображениях, рисунки 1-2.



## Результаты расчетов

Для анализа достоверности полученных данных, было проведено сравнение коэффициентов пористости с ядерным материалом и работой эксперта, точность и с ядерным составила 91,7% по всему месторождению, таблица 1, а для сравнения с работой мастера было построено облако значений, рисунок 3.

## Выводы

1. В современных программных комплексах практически нет автоматизированных модулей, интерпретатору приходится вручную выполнять каждый этап, в совокупности это вливается в огромные временные затраты. Если автоматизировать хотя бы часть всего того, что выполняется то удастся ускорить производство в 2-3 раза.
2. Для решения этой проблемы необходима новая методика проведения интерпретации в автоматическом или полуавтоматическом режиме, определение границ пластов и литологии, введение поправок и расчет дополнительных параметров должно выполняться с высокой точностью.
3. Разработана методика определения границ пластов и расчета их литологии с использованием нейронной сети. Проведенные границы и литология совпадают с работой эксперта, точность полученных коэффициентов пористости, по отношению к ядру, составила 91.7% среди всего месторождения.
4. Разработанный функционал открывает новые возможности в части автоматизации интерпретации геофизических исследований скважин. Применение нейронных сетей позволяет по-новому взглянуть на вопросы автоматизации отбивки границ литологических разностей, поиска продуктивных пропластков и определения их физико-емкостных свойств. Такая технология позволит сократить сроки и трудозатраты на выполнение работ по оперативной интерпретации

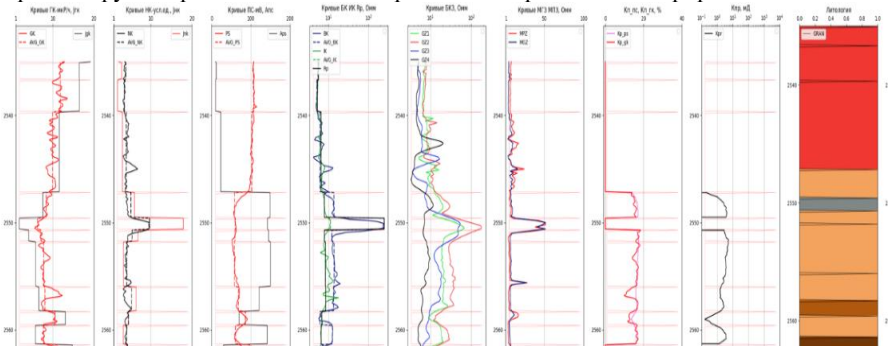


Рисунок 1. Пример экспортированного изображения



```
VERS. 1.2 : CHLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 1.2
WRAP. NO : One line per depth step
-----Well-----
START.M 2535.0 : First depth in file
STOP.M 2602.0 : Last depth in file
STEP.M 0.1 : Depth increment
NULL.M -9999.99023 : Null values
COMP. : COMPANY
WELL. 1 : WELL
FLD . Майское : FIELD
LOC . : LOCATION
CNTY. : COUNTY
STAT. : STATE
CTRY. : COUNTRY
SRVC. : SERVICE COMPANY
DATE. : LOG DATE
API . : API NUMBER
UWI . 88480001 : Unique Well ID
-----Curve Information-----
DEPT .M : Depth curve
BK .OHMM :
PZ .OHMM :
GZ3 .OHMM :
GZ1 .OHMM :
GZ2 .OHMM :
GZ4 .OHMM :
IK .mSm/M :
PS .mV :
NKT .UE :
GK .UR/H :
MPZ .OHMM : Micro-potential sonde AB.05M
MGZ .OHMM : Micro-gradient sonde AB.025M0.025M
TK_SKIN.Ohm : Прибор АК-И
gran .m : Границы пластов
LAYERS : Пласты
AVG_GK .UR/H : Средние значения GK
AVG_NK .UE : Средние значения НК
AVG_BK .OhmM : Средние значения BK
AVG_PS .mV : Средние значения PS
AVG_IK .OhmM : Средние значения IK
Jgk .UE : Двойной разностный параметр GK
Jnk .UE : Двойной разностный параметр НК
Aps .UE : Относительный параметр PS
Rp .OhmM : Сопротивление пласта
LIT .unitless : Литология
Ko11 .unitless : Коллектор/Неколлектор
Kp_ps .% : Коэффициент пористости по Aps
Kp_gk .% : Коэффициент пористости по Jgk
Kpr .mD : Коэффициент проницаемости
Kn .% : Коэффициент нефтенасыщенности
```

Рисунок 2. Шапка экспортированного las файла

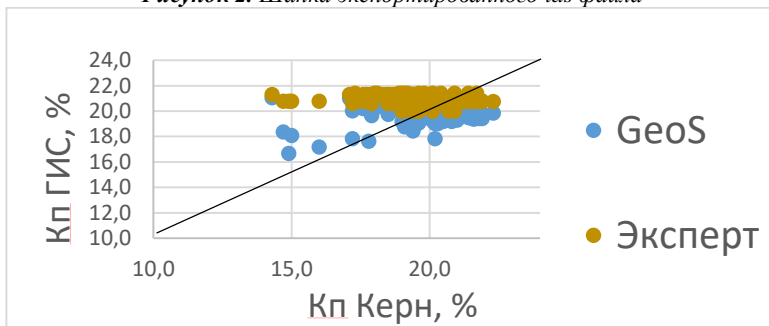


Рисунок 3. Облако значений Kp по Керну, GIS от эксперта и GeoS





УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



**Таблица 1. Точность определения Кп**

Скважина	Глубина, м	Кп Керн, %	Кп ГИС «GeoS», %	Точность, %
Скв.1226	2548,35 – 2552,7	19,8	19,7	95,5
Скв.1227	2546,48 – 2550,35	18,7	20,3	89,71
Скв.1229	2562,85–2564,85	19,9	19	92,05
Скв.1230	2538,95–2540,6	20,4	19,7	93,13
Скв.4092	2585,6–2592	19,9	20,4	92,06
Скв.4508	2605,64–2613,64	19,3	17,7	86,02
Месторождение	2546,48–2613,64	19,6	19,7	91,7

#### Список литературы / References

1. Вендельштейн Б.Ю., Царева И.В. О критериях выделения коллекторов по данным промысловой геофизики // Нефть и газ. 1969. № 6. С. 5–7
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. - 448с.

**Разработка цифрового сенсора метана для применения в углеорододобывающей отрасли.** Д.И. Шарафетдинов, Б.Р. Буляков (Институт прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан, ФГБОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»), Х.М. Салихов, Ю.Г. Малинин, М.Х. Салахов, Л.Р. Тагиров (Институт прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан), Н.Д. Стоянов (ООО «ЛЕД Микросенсор НТ»), Е.Н. Дулов (Казанский (Приволжский) федеральный Университет)

#### Введение

В последнее десятилетие, в свете проблемы глобального потепления, нефтегазовая отрасль стала активно искать и применять низкоуглеродные источники энергии. Из ископаемых топлив наименее углеродосодержащим и экологически чистым является метан. Расширение применения метана для различных видов энергии, включая использование в транспортном секторе, неизбежно. В целях обеспечения безопасности и эффективности деятельности компаний нефтегазовой отрасли, необходим контроль утечек метана и других углеводородов с целью предотвращения техногенных происшествий.

Сенсоры метана играют важную роль в обеспечении безопасности и надежности нефтегазовых предприятий, позволяя контролировать взрывоопасные

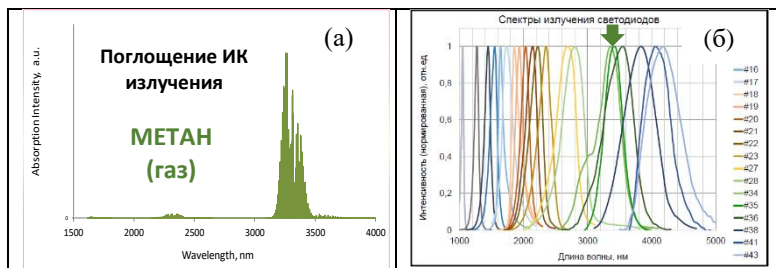


концентрации газов, измерять содержание газов в буровых растворах, обеспечивать безопасность рабочих и функционирование предприятий, управлять технологическими процессами и следить за экологическими выбросами с расчетом валовых выбросов. Для эффективного функционирования отрасли с высоким уровнем безопасности и рентабельности необходимы современные и надежные сенсоры метана, способные обеспечивать точный контроль и мониторинг газов с учетом всех технологических аспектов и требований [1-2].

## Метод

Газообразный метан поглощает свет в диапазоне среднего ИК излучения в полосе длин волн 3,25-3,40 мкм (см. рис. 1). В качестве источника электромагнитного излучения с такой длиной волны, в подавляющем большинстве случаев, используются тепловые источники в комбинации с узкополосными светофильтрами. Они энергозатратны, инерционны, нагреваются до высоких температур и дорого стоят (в основном из-за светофильтров).

Компания ООО «ЛЕД Микросенсор НТ» обладает уникальной в мире технологией выращивания полупроводниковых гетероструктур на базе твердых растворов в системе InAs-GaSb-InP [3] и известна на мировом рынке производством на их основе светодиодов и фотодиодов с длиной волны максимума инфракрасного (ИК) излучения в диапазоне 1.0-5.0 мкм (см. рис. 1), в котором находятся полосы поглощения углеводородов и промышленных газовых выбросов. Более 150 компаний, в том числе лидеры мирового рынка в основном из «недружественных стран», закупили образцы для разработки своих сенсоров различного назначения.



**Рисунок 1.** (а) Полоса поглощения среднего ИК излучения газообразным метаном. (б) Полосы излучения линейки светодиодов ООО «ЛЕД Микросенсор НТ». Стрелкой отмечен светодиод, центр полосы излучения которого практически совпадает с центром полосы поглощения газообразного метана.

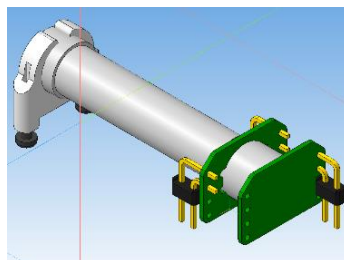


**Таблица 1. Сравнение светодиодных источников ИК диапазона и тепловых**

	Светодиодный чип	Тепловой источник
Размер источника, мм	Миниатюрный – размер чипа 0.4×0.4	> 2×2
Энергопотребление	Очень низкое, ~1мВт в импульсном режиме	Более 100 мВт. На два порядка больше!
Быстродействие	Очень короткое – порядка 10 нс	Низкая скорость модуляции – миллисекунды
Нагрев при работе	Практически нет нагрева	Рабочая температура более 200°С, часто до 400°С
Ширина спектра	Сравнима с шириной спектра полос поглощения химических веществ	Очень широкий спектр (спектр черного тела), нужны фильтры
Стоимость	Резкое снижение себестоимости при больших объемах производства	2-10 Евро

Мы предлагаем использовать полупроводниковые светодиоды в качестве источника излучения в датчике метана вместо существующих на рынке тепловых источников. Так как можно подобрать светодиоды с полосой излучения весьма близкой по ширине и форме к полосе поглощения газообразного метана, отпадает необходимость в дорогостоящих светофильтрах. Сами светодиоды дешевле тепловых источников. Таблица 1 дает представление о преимуществах светодиодных источников среднего ИК диапазона над тепловыми.

Основой компактного сенсора метана является оптическая ячейка (рис. 2), состоящая из оптопары, т.е. светодиода, и спектрально согласованных с ним двух фотодиодов: опорного и измерительного.



**Рисунок 2. Левое окно – излучатель и приемник оптической ячейки. Правое окно – реализация оптической ячейки (длина ячейки – 40 мм).**

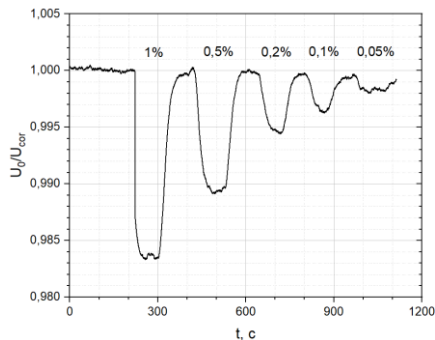


УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



*Рисунок 3. Интегральный цифровой контроллер сенсора метана.*

Практическая реализация прототипа цифрового контроллера оптико-электронного сенсора метана представлена на рис. 3. Он выполнен на интегральной элементной базе высокой плотности и включает в себя блок импульсного питания светодиода, блок усиления сигналов опорного и измерительного фотодиодов, аналогово-цифровой преобразователь, блок цифровой фильтрации и обработки сигналов. Прототип сенсора метана в составе оптической ячейки и цифрового контроллера обеспечивает итоговую чувствительность сенсора  $\geq 500$  ppm метана в воздухе в лабораторных условиях (см. рис. 4).



**Рисунок 4.** Отклик прототипа сенсора метана на подачу в испытательную ячейку импульсов калиброванных смесей метана в азоте. Концентрация метана в подаваемой смеси указана в объемных процентах над кривой записи выходного сигнала, условия измерений – комнатная температура в климатической камере лаборатории.

## Выводы

Использование в разработке опико-электронного сенсора метана современных твердотельных узкополосных источников ИК излучения среднего диапазона длин волн позволяет изготовить прототип сенсора метана, обладающий такими преимуществами как компактность, ультранизкое энергопотребление (несколько мВт), высокое быстродействие, пожаробезопасность, работоспособность в широком диапазоне температур и влажности воздуха в течение длительного времени (до 5 лет). Данные характеристики позволяют легко интегрировать подобный сенсор в инфраструктуру угледобывающего или перерабатывающего предприятия и предотвратить возможность возникновения техногенных аварий.

## Список литературы / References

1. Филиппов Е.А., Ли А.Д., Орехов Е.М. Система газового мониторинга в жилых помещениях. – Труды Международного симпозиума «Надежность и качество». – 2018. – Т. 2. – С. 254-257.
2. Бузмаков С.А., Санников П.Ю., Сивков Д.Е., Дзюба Е.А., Хотяновская Ю.В., Егорова Д.О. Разработка геоинформационных систем для управления окружающей средой и экологической безопасностью в районах эксплуатируемых нефтяных месторождений – Антропогенная трансформация природной среды. – 2021. – №. 1. – С. 102-127.
3. Сайт компании ООО «ЛЕД Микросенсор НТ» // URL: <https://ru.lmsnt.com/>; <https://lmsnt.com/>.



**Оценка применимости методов ML для интерпретации ГИС в карбонатном разрезе.** А.А. Казарян (ООО «РН-БашНИПИнефть», ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»), А.В. Марков, И.Д. Латыпов (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Г.Р. Вахитова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

### **Введение**

При интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) методы машинного обучения (machine learning – ML) могут быть использованы для решения множества задач, одной из которых является моделирование ГИС [1, 2]. Настройка моделей показаний расширенного комплекса ГИС (интервального времени пробега продольной волны ( $\Delta t_p$ ) и плотности ( $\sigma$ )) в неразрушенных интервалах при помощи ML повышает качество интерпретационных моделей [1, 3]. В рамках работы оценена применимость 3 методов ML: искусственные нейронные сети, многофакторные линейные модели регрессии и деревья решений. Цель работы – оценка возможности применения современных цифровых технологий, а именно методов ML, для определения разрушенных интервалов скважины и восстановления показаний интервального времени и плотности по стандартному комплексу ГИС (гамма каротаж, нейтронный каротаж) в карбонатном разрезе Самарской области.

### **Метод (теория)**

Целевыми интервалами моделирования являются башкирский ярус и турнейский ярус одного из месторождений Самары. Для настройки алгоритмов ML использовано в турнейском ярусе: 13 скважин с  $\Delta t_p$ , 6 скважин с  $\sigma$ , и в башкирском ярусе: 27 скважины с  $\Delta t_p$  и 8 скважин с  $\sigma$ .

Для исключения влияния каверн и скважинных условий на показания  $\Delta t_p$  и  $\sigma$  необходимо определить разрушенные интервалы скважины [3]. С применением деревьев решений разработан алгоритм определения разрушенных участков с учетом физических ограничений, таких как сохранение и уменьшение размера долота с глубиной и наличие глинистой корки.

Нормировка данных ГИС при моделировании является обязательной задачей, включающей в себя выбор опорных пластов и типа нормализации. В работе разработан автоматизированный алгоритм поиска оптимальной нормировки ГК и НК для дальнейшего моделирования показаний расширенного комплекса ГИС.

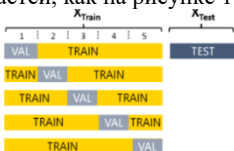
Применение известных эмпирических зависимостей Фауста, Залаяева, Кастанья и Гарднера в карбонатном разрезе затруднено [1, 3]. В связи с этим в работе для



моделирования показаний акустики ( $\Delta t_p$ ) и плотности ( $\sigma$ ) используются нейронные сети и линейная модель регрессии.

Для оценки применимости методов ML определены основные критерии: объем исходной геофизической информации, количество скважин с фактическими  $\Delta t_p$  и  $\sigma$ , равномерное покрытие по месторождению скважин с расширенным комплексом ГИС в целевом интервале. По предварительным оценкам, количество точек каротажной кривой, меньше которого невозможно применение методов ML – 2000. Минимальное количество скважин, определенное в рамках исследования, для возможности применения методов ML – 8 скважин.

Для настройки и подбора сложности нейросетевой функции, т.е. для обеспечения прогнозной способности модели, проводится подбор гиперпараметров и применяется метод кросс-валидации [3]. Для этого обучающая выборка разбивается на пять разных частей, как на рисунке 1.

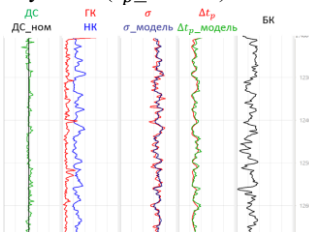


**Рисунок 1.** Разделение общей выборки скважин

Такое разбиение дает пять пар сочетаний наборов данных, где на обучающей выборке (train) модель обучается, а на валидационной (val) оценивается ее качество. Для каждой структуры имеется 5 метрик качества коэффициента детерминации ( $R^2$ ), по которым рассчитываются среднее и дисперсия [1, 4].

### Результаты расчетов

На рисунке 2 представлен пример одной из скважин тестовой выборки с фактическими каротажными кривыми ( $\Delta t_p$ ,  $\sigma$ ) в башкирском ярусе и нейросетевыми моделями ( $t_p$ \_модель) и плотности ( $\sigma$ \_модель).



**Рисунок 2.** Пример скважины с фактическими и модельными кривыми акустики и плотности в башкирском ярусе



Метриками оценки качества моделей являются коэффициент детерминации  $R^2$  – статистическая взаимосвязь 2 случайных переменных, и RMSE – среднеквадратичная ошибка, показывающая среднюю величину отклонения модельного значения от фактического. В таблице 1 представлены статистические параметры оценки качества моделей интервального времени пробега Р-волны ( $\Delta t_p$ ) и плотности ( $\sigma$ ).

**Таблица 1.** Статистические параметры моделей  $\Delta t_p$  и  $\sigma$

Интервал моделирования	Вид модели	Тип выборки	$R^2$	RMSE
Башкирский ярус	НС модель $\sigma$ с 2 скрытыми слоями [2 1]	Тестовая	0.75	0.05
	НС модель $\Delta t_p$ с 2 скрытыми слоями [5 1]	Тестовая	0.79	9.58
Турнейский ярус	НС модель $\Delta t_p$ с 2 скрытыми слоями [2 1]	Тестовая	0.73	13.3
	Линейная модель $\sigma$	-	0.48	0.06

### Выводы

В результате работы оценена возможность применения методов ML и определены критерии применимости этих методов: набор исходной геофизической информации, количество скважин с фактическими показаниями  $\Delta t_p$  и  $\sigma$ , равномерное покрытие по месторождению скважин с расширенным комплексом ГИС в целевом интервале.

Проанализировав полученные результаты выявлено, что в случае более 3000 точек каротажной кривой в интервале моделирования возможно применение простых одно– или двухслойных НС моделей. А в случае 2000 и менее точек применение методов ML уже некорректно, и в подобных условиях применяются линейные многофакторные модели.

### Список литературы / References

1. Надеждин О.В., Ефимов Д.В., Миникеева Л.Р., Марков А.В. Опыт применения технологий анализа данных при поиске пропущенных продуктивных интервалов // SPE-191597-18RPTC-MS. – 2018. – <https://doi.org/10.2118/191597-18RPTC-MS>
2. Казарян А.А., Лубянская Е.А. Подходы к автоматизации поиска интервалов разрушенного ствола скважины при построении интерпретационной модели по данным ГИС // Сборник научных материалов XXIV уральской молодежной научной школы по геофизике. – 2023. – ISBN 978-5-903258-47-5. С. 89–93.
3. Казарян А.А., Лубянская Е.А., Марков А.В. Выделение коллекторов с применением алгоритмов машинного обучения // Сборник материалов международной научно-практической конференции «ГеоСочи-2024. Новые идеи и технологии разведочной и промысловой геофизики. – 2024. – ISBN 978-5-6051693-3-8. С. 110–113.





**Построение объемной литологической модели с использованием методов машинного обучения.** Э.Д. Прая, Г.Р. Вахитова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

### **Введение**

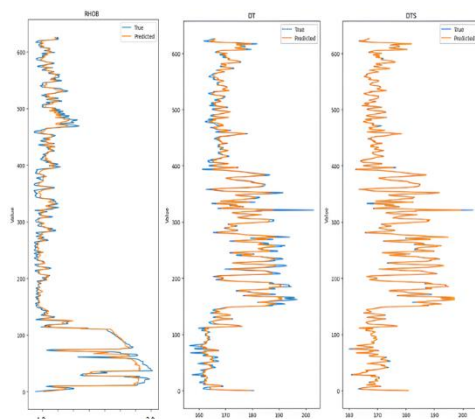
Построение точной объемной литологической модели горных пород, особенно в сложных геологических условиях, является актуальной задачей. Традиционно для этого используется численная инверсия данных геофизических исследований скважин (ГИС). Однако, неполнота и низкое качество данных ГИС часто затрудняют получение достоверных результатов.

### **Метод (Теория)**

В данной работе предлагается использовать методы машинного обучения для прогнозирования отсутствующих данных ГИС и последующего построения объемной литологической модели. В работе исследуется применение различных алгоритмов машинного обучения, таких как нейронные сети и линейная регрессия, для прогнозирования петрофизических свойств (плотность, интервальное время) по доступным данным ГИС [1,2].

### **Результаты**

На примере карбонатных отложений Оренбургского месторождения продемонстрирована эффективность предложенного подхода. Было показано, что алгоритмы машинного обучения позволяют с высокой точностью прогнозировать отсутствующие данные и строить объемную литологическую модель, которая хорошо согласуется с данными ядра (рис. 1).



*Рисунок 1. Сопоставление результатов прогноза с исходными данными*

## **Выводы**

Методы машинного обучения являются перспективным инструментом для прогнозирования петрофизических свойств и построения объемных литологических моделей в условиях неполноты данных ГИС.

Предложенный подход позволяет повысить достоверность результатов геологической интерпретации и снизить риски, связанные с принятием геологических решений.

Для повышения точности прогнозов рекомендуется расширять набор исходных данных, включать в него данные спектрометрического гамма-каротажа и учитывать геологические особенности исследуемого объекта.

## **Список литературы / References**

1. Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты / В.И. Саханюк, Е.В. Новиков, А.М. Шарифуллин [и др.] // Георесурсы. – 2022. – № 2. – С. 230-238.
2. Потехин Д.В., Галкин С.В. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения литотипов на пермокарбонтовой залежи нефти Усинского месторождения // Записки горного института. – 2023. – № 259. – С. 41-51.



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



## **Секция 2. Современные подходы к созданию цифровых геологических и гидродинамических моделей**

**Влияние глинистых пропластков на показатели разработки низкопроницаемых коллекторов.** А.Я. Давлетбаев, М.В. Мавлетов, Н.Р. Кондратьева, Э.М. Сафаргалиева (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Н.А. Семенова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

### **Введение**

В последнее время все больше месторождений с трудноизвлекаемыми запасами вовлекаются в разработку. К этой категории относятся и месторождения с низко- и сверхнизкопроницаемыми коллекторами, которые характеризуются сложным геологическим строением и высоким содержанием глинистых водонасыщенных прослоев, а также отсутствием, в большинстве случаев, в коллекторах подвижной воды. Глинистые породы пластов обладают высокой восприимчивостью к дополнительным нагрузкам и характеризуются сверхнизкой проницаемостью. В результате снижения пластового давления из-за возникшего градиента давления происходит выжимание воды из глинистых перемычек и экранов в коллекторы, что приводит к довытеснению нефти.

### **Метод(теория)**

В данной работе представлен комплекс работ по определению сжимаемости порового пространства кернового материала одного из месторождений Западной Сибири образцов различными методами (газоволюметрический, компенсационный, геомеханический). При отборе образцов осуществлялся максимальный охват по литотипам (от средне-мелкозернистого песчаника до мелкозернистого алевролита с различным содержанием карбонатного и глинистого материалов).

### **Результаты расчетов**

Анализ полученных данных показал, что наибольшей физической достоверностью обладают результаты, полученные газоволюметрическим методом. В первом приближении зависимость сжимаемости порового пространства от параметра относительной глинистости удовлетворительно описывается моделью Добрынина В.М. [1]. На основании полученных результатов построена секторная гидродинамическая модель. Расчеты проведены в симуляторе ПК «РН-КИМ» [2]. Предложенная модель подтверждается фактическими накопленными показателями по нефти, жидкости и распределением давления в межскважинном пространстве. При этом учет глинистой составляющей пласта приводит к некорректным результатам в части описания динамических данных.



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



## Выводы

1. В результате комплексов лабораторных экспериментов была получена зависимость сжимаемости порового пространства от относительной глинистости;
2. Величины сжимаемости порового пространства, полученные геомеханическим методом, существенно ниже, нежели величины, полученные газоволюметрическим методом
3. При снижении пластового давления в пласте-коллекторе из-за возникшего градиента давления происходит выжимание воды из глинистых прослоев, поддерживающей пластовое давление;
4. В гидродинамической модели участка месторождения, построенной на основе разработанного подхода, учитывающего сжимаемости глинистых пропластков, исторические данные и результаты лабораторных экспериментов согласованы;
5. Установлено, что учет глинистых пропластков приводит к увеличению КИН;

## Список литературы / References

1. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021611696 Российская Федерация. Модуль "Гидродинамика 2020" ПК "РН-КИМ": № 2021610810: заявл. 27.01.2021: опублик. 03.02.2021 / О.С. Боршук, А.В. Аксаков, М. Р. Бадретдинов [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» (ПАО «НК «Роснефть»)).

## Построение модели петротипов в рамках построения геологической модели.

О.Р. Яруллин, Э.Г.Ахметвалиев, А.А. Мурыжников, Д.Н. Иванов, С.Н. Бобров (ООО «Интегрированные разработки для моделирования» (Рок Флоу Динамикс))

## Введение

Обводнение сводовой части ачимовской структуры, является основным фактором, осложняющим эксплуатацию скважин на западе месторождения «У». Пластовые воды, внедряясь в залежи углеводородов, оказывают влияние на разработку месторождения.

В текущей работе проведена оценка притоков добывающих скважин месторождения «У». Большая часть скважин работает с безводными притоками УВ, однако есть ряд скважин, которые выделяются значительными дебитами воды 200 м<sup>3</sup>/сут и более. Примечательно, что почти все скважины с высокими дебитами воды локализованы в купольной части моделируемой области. Важно отметить,



что высокая обводненность продукции скважин привела к корректировке планов бурения по ряду эксплуатационных скважин и кустов.

Для западной части месторождения «U», которая относится к своду одноименного вала, характерно нетипичное распределение флюида - водонасыщенная часть пласта расположена выше газонасыщенной. Одной из возможных причин высокой воды является латеральная миграция флюида с востока на запад из зоны АВПД в неокомские шельфовые пласты через промежуточный ачимовский клиноформный комплекс. В западной купольной зоне пласта А<sub>ч3-4</sub> имеет место перераспределение цементирующих минералов из низкопроницаемых разностей коллекторов в высокопроницаемые. Предполагается, что столь существенная перестройка порового пространства и минералогического состава цементирующего материала в западных частях конусов выноса пласта А<sub>ч3-4</sub> связана с внедрением флюидов (нефти, газа и воды) из высоконапорных юрских отложений. Это сопровождается повышением ФЕС, снижением извилистости поровых каналов для наиболее низкопроницаемых разностей и, соответственно, понижением ФЕС для высокопроницаемых коллекторов. В итоге по результатам суммарных седиментационных процессов и вторичных изменений, в западной зоне произошло преобразование структуры порового пространства коллекторов - снижение проницаемости без существенного уменьшения пористости [1].

Подобные эффекты ранее в проектных документах и 3Д геологических моделях описывались с помощью введения искусственных блоков, которые позволяют гипсометрически отделить «высокую воду» от газа. В работе ООО «РФД» для воспроизведения подобного поведения флюида в геологической модели построена модель петротипов.

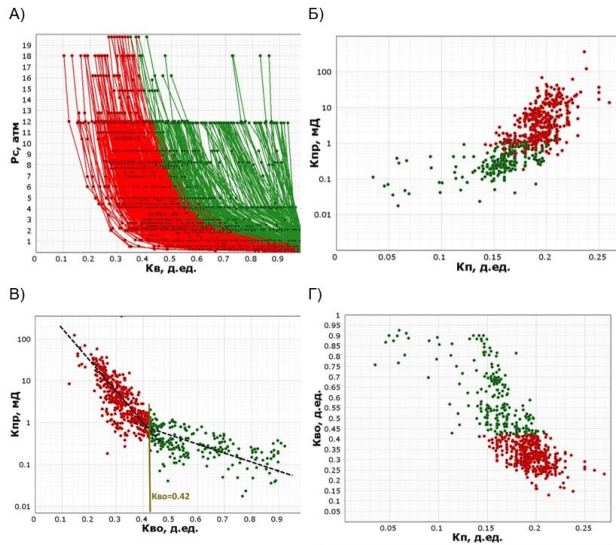
### **Выделение петротипов по керну**

В работе ООО «РФД» для выделения разных литологических типов пород (петротипов), для пластов нефтегазоконденсатного месторождения составлен обучающий массив данных, содержащий 861 измерение на керне (861 капиллярную кривую и замеры Кп и Кпр). Капиллярметрические исследования пород ачимовских отложений получены на керне методами групповой капиллярметрии и ультрацентрифугирования. В обучающую выборку вошли капиллярметрические исследования по 12 поисково-разведочным и 19 эксплуатационным скважинам. Данные анализировались по четырем направлениям: форма и положение капиллярной кривой (график Pс-Kв), сопоставление Кп-Кпр, сопоставление Кпр-Кво и сопоставление Кп-Кво.

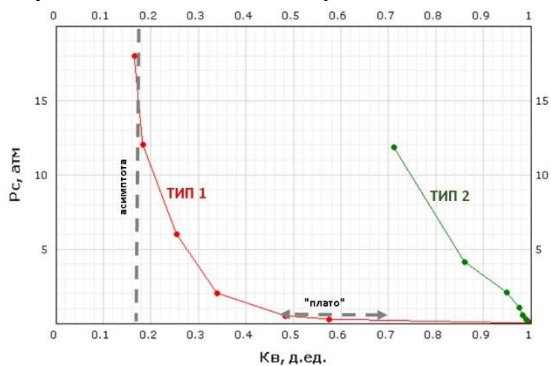
Для группы пластов А<sub>ч3-4</sub>, на сопоставлениях Кп-Кпр и Кво-Кпр визуально наблюдается «излом» - смена угла наклон тренда данных, которую можно ассоциировать со сменой петрофизического типа породы. Визуально, центр «излома» данных на сопоставлении Кпр-Кво соответствует значению Кво=0,42



д.ед. Поэтому на первом этапе данные капилляриметрии разделены на две группы по признаку – больше или меньше  $K_{во} = 0,42$  д.ед.



**Рисунок 1.** Выделение типов пород для пластов Ач3 и Ач4



**Рисунок 2.** Пример характерной формы капиллярной кривой для первой и второй группы кривых пластов Ач3-4



Для данных пластов Ач<sub>5</sub>, использован аналогичный подход классификации, как и для пластов Ач<sub>3-4</sub>. Визуально, центр «излома» данных на сопоставлении Кпр-Кво соответствует значению Кво=0,6 д.ед. Поэтому на первом этапе данные капилляриметрии разделены на две группы (больше или меньше Кво=0,6 д.ед).

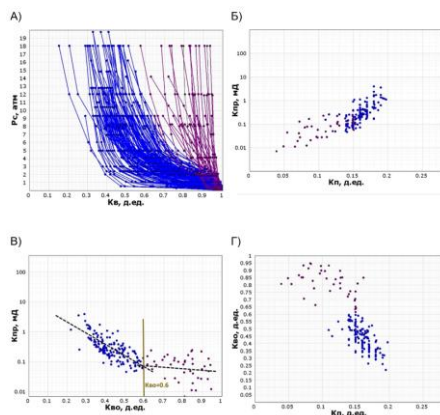


Рисунок 3. Выделение типов пород для пластов Ач<sub>5</sub>

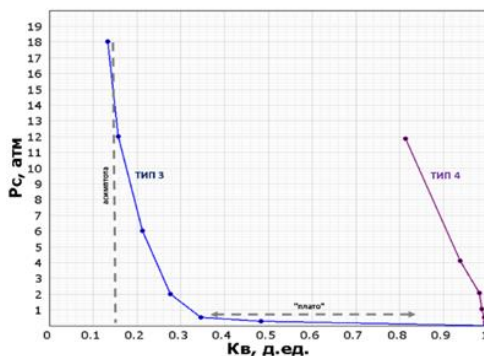


Рисунок 4. Пример характерной формы капиллярной кривой для первой и второй группы кривых пластов Ач<sub>5</sub>

Таким образом, способ капиллярной классификации керновых данных позволил установить четыре типа/класса пород. Причем, петротипы 1 и 2 выделены для



пластов Ач<sub>3-4</sub>, а петротипы 3 и 4 – для пластов Ач<sub>5</sub>. Выявленные типы пород хорошо дифференцируются по фильтрационно – емкостным свойствам.

*Таблица 1. Средние значения и диапазоны распределения определенных петротипов по керну*

	Кп, д. ед.			Кпр, мД			Кво, д. ед.		
	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.
ПТ1	0,142	0,238	<b>0,194</b>	0,51	354,7	<b>10,2</b>	0,118	0,428	<b>0,318</b>
ПТ2	0,040	0,210	<b>0,148</b>	0,02	1,18	<b>0,37</b>	0,397	0,924	<b>0,658</b>
ПТ3	0,115	0,198	<b>0,160</b>	0,05	1,70	<b>0,37</b>	0,193	0,562	<b>0,444</b>
ПТ4	0,040	0,161	<b>0,110</b>	0,01	0,24	<b>0,09</b>	0,614	0,942	<b>0,810</b>

Выделенные по керну петротипы стали основой для создания алгоритма распознавания петротипов по ГИС, создания дифференцированной модели насыщения и послужили основой для дальнейшего геолого-гидродинамического моделирования.

### Выделение петротипов по ГИС

В основу алгоритма распознавания типов пород по данным ГИС ООО «РФД» положены тезисы:

1. Концепция о восходящей миграции флюидов (газа, нефти и воды) из зоны АВПД (юрских отложений) в неокомские шельфовые пласты через промежуточный ачимовский клиноформный комплекс;
2. В результате внедрения флюидов из высоконапорных юрских отложений произошла существенная перестройка порового пространства и минералогического состава цементирующего материала. При этом пластовые воды из нижележащих отложений предположительно являлись кислыми вследствие повышенного содержания CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S как спутников углеводородной генерации. В этой кислой среде могли развиваться все отмеченные ранее процессы вторичного изменения цементирующих глинистых минералов.

В текущей работе приняты следующие допущения:

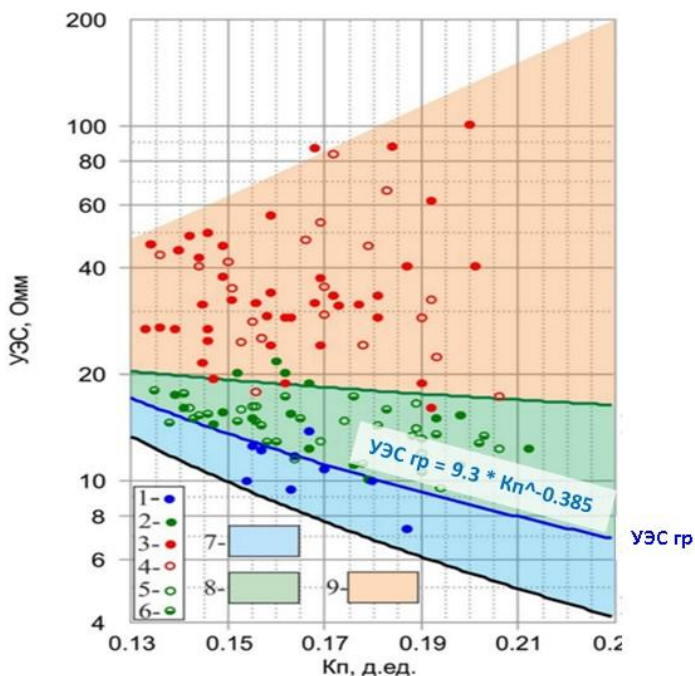
1. Определенные в ходе анализа керновых данных петротипы с ухудшенными коллекторскими свойствами (ПТ2 для пластов Ач<sub>3-4</sub> и ПТ4 для пластов Ач<sub>5</sub>) связаны с зонами внедрения пластовой воды из нижележащих юрских отложений;
2. Зоны наличия повышенных Кв (внедрения пластовой воды) в продуктивной части пластов Ач<sub>3-5</sub> будут отличаться значениями УЭС по данным ГИС.





Для проверки выдвинутых тезисов, выполнено сопоставление граничного УЭС, обоснованного по данным ОФП, Рисунок 5, и сравнение полученного петротипа по данным керна с петротипом по данным ГИС. На первоначальном этапе для проверки выдвинутых предположений петротип по ГИС определялся по следующему алгоритму:

Если УЭС по ГИС  $\geq$  УЭС гр, то для Ач<sub>3-4</sub> – Петротип 1, для Ач<sub>5</sub> – Петротип 3,  
Если УЭС по ГИС  $<$  УЭС гр, то для Ач<sub>3-4</sub> – Петротип 2, для Ач<sub>5</sub> – Петротип 4.



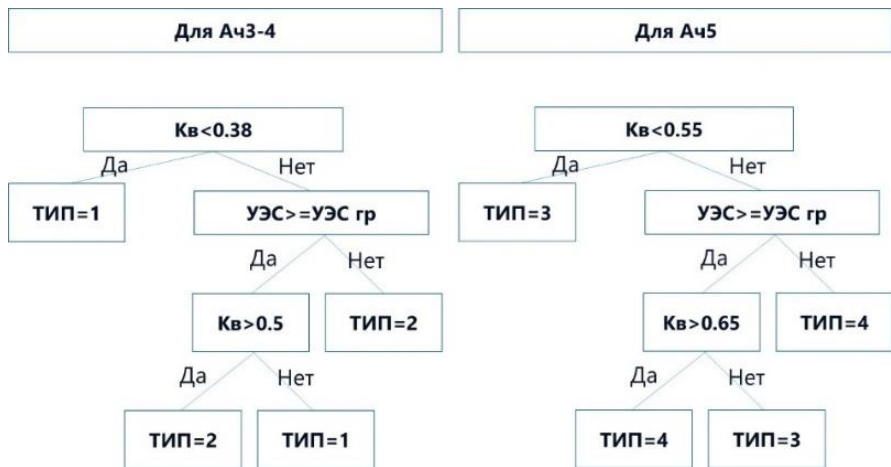
**Рисунок 5.** График зависимостей УЭС от коэффициента пористости для пород коллекторов с различной степенью водонасыщенности для пластов Ач<sub>3-5</sub> Уренгойского месторождения. Состав притока: 1 - вода; 2 - газ и вода; 3 - газ; 4 - нефть; 5 - нефть и вода; 6 - газ, нефть и вода

Далее, полученный на первоначальном этапе алгоритм определения петротипов по данным ГИС при типизации всего фонда скважин и сравнении полученных результатов по ГИС с данными керна был скорректирован.



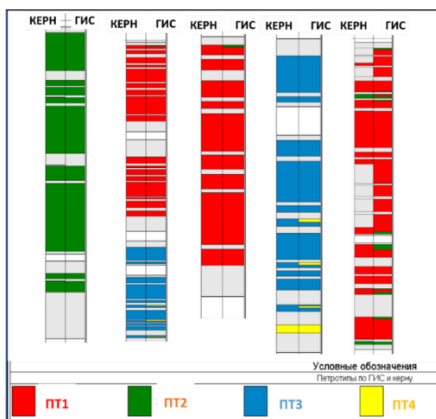
В программной среде Python с применением алгоритма «Дерево решений» выполнена оптимизация алгоритма определения типов пород по данным ГИС [2]. В качестве обучающего массива данных с применением алгоритма нейронных сетей использовались типы/классы, выделенные по данным керна, в качестве классификаторов использованы: кривая УЭС по ГИС, расчётная кривая УЭС гр и дополнительно перебирались различные методы ГИС и расчётные кривые параметров по ГИС. Наилучший результат (наименьшая ошибка распознавания) для определения петротипов по данным ГИС получен при комплексировании кривых УЭС, УЭС гр и  $K_v$  по ГИС.

Ниже представлен итоговый алгоритм определения петрофизических типов по данным в виде «Дерева решений». Используемые в алгоритме значения  $K_v$  (равные 0.38, 0.5 – для Ач<sub>3-4</sub> и 0.55, 0.65 – для Ач<sub>5</sub>) получены в результате машинного обучения при оптимизации алгоритма.



*Рисунок 6. Алгоритм прогноза петротипов по данным ГИС*

Любой предсказательный алгоритм требует оценки своей достоверности. С этой целью использовался визуальный анализ соответствия «каротажной» и «керновой» разбивки на петротипы.

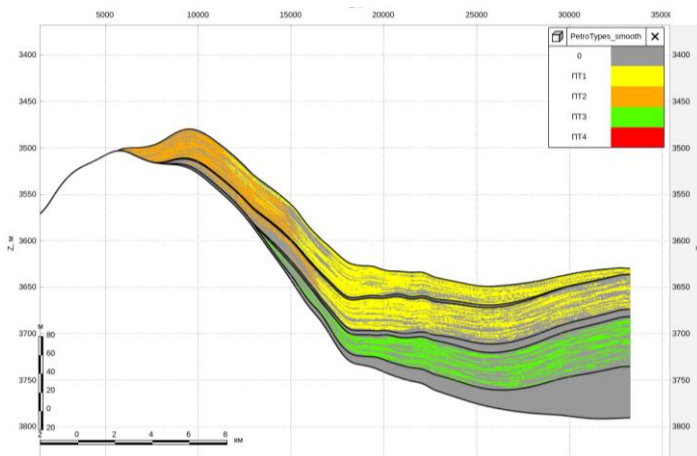


*Рисунок 7. Сопоставление керновых и картажных петротипов*

Также оценивались статистические показатели соответствия «прогноза» и «факта». После выполнения классификации по данным ГИС выполнена оценка точности прогноза петротипов. Прогноз петротипов по данным ГИС имеет 76% успешности. Используемый метод имеет достаточно хорошую предсказательность – вероятность правильного предсказания каждого петротипа превышает вероятность ошибки.

В дальнейшем выделенные петротипы по данным ГИС были скорректированы вручную на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных (кривых УЭС, результатов интерпретации данных ПГИ, ГИС, ГДИ), результатов освоения и добычи эксплуатационных скважин в соответствии с принятым геологическим концептом ачимовских отложений.

После получения распределения петротипов по скважинам для пластов А<sub>ч3-5</sub> произведено моделирование свойства в 3Д (Рисунок 8).



*Рисунок 8. Профиль по дискретному свойству петротипов в геологической модели*

### **Выводы**

Таким образом, в результате выполненных работ ООО «РФД» получены следующие результаты:

- Посредством комплексного анализа результатов специальных исследований керна выделены четыре петрофизических типа/класса пород;
- Настроен алгоритм для распознавания данных типов/классов на основе комплекса ГИС для всех скважин с применением машинного обучения;
- Выполнен анализ достоверности прогноза петрофизических классов горных пород.

### **Список литературы / References**

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. – Тверь: ГЕРС, 2011. – 152 с.
3. Сергеев А.П., Тарасов Д.А. Введение в нейросетевое моделирование. – Екатеринбург, Изд-во Уральского университета, 2017. – 26–31 с.



**Петроупругое моделирование на основе теории эффективной среды по пластам ачимовской толщи.** Т.Р. Маннанов (ООО «РН-БашНИПИнефть»), ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»), А.С. Стручков (ООО «РН-БашНИПИнефть»)

## **Введение**

В современных условиях все большую значимость приобретают сложно-структурированные месторождения, как для отдельных компаний, так и для всей отрасли в целом, поскольку именно они могут обеспечить нужный прирост запасов нефти и газа. Это приводит к тому, что скважины, даже находящиеся относительно близко друг к другу, могут проникать в совершенно различные геологические слои. Для прогнозирования коллекторных свойств в межскважинном пространстве всё чаще используется методика сейсмической (синхронной) инверсии. Связь между упругими атрибутами и прогнозными параметрами может быть установлена с помощью методов петроупругого моделирования. Основной целью настоящего исследования является оценка возможности разделения пород в формате «коллектор-неколлектор» по упругим параметрам (с использованием теории эффективных сред) для точного прогноза коллекторов в межскважинном пространстве ачимовской толщи исследуемого месторождения.

В настоящее время широко применяются эмпирические связи Фауста и Зяяева для моделирования упругих свойств пород, таких как скорости акустической волны. Однако их использование ограничено из-за требований к единому литологическому составу пород, что не всегда реализуемо, особенно в разрезах с сильной литологической изменчивостью, например, в ачимовской толще с ее многочисленными переслаиваниями и карбонатными телами [1].

Петроупругое моделирование предлагает возможность получить «идеальный» сейсмический отклик породы, оценить упругие свойства в условиях без воздействия бурового раствора. Полученная модель является физически обоснованной и может быть использована на определенном участке.

## **Метод/теория**

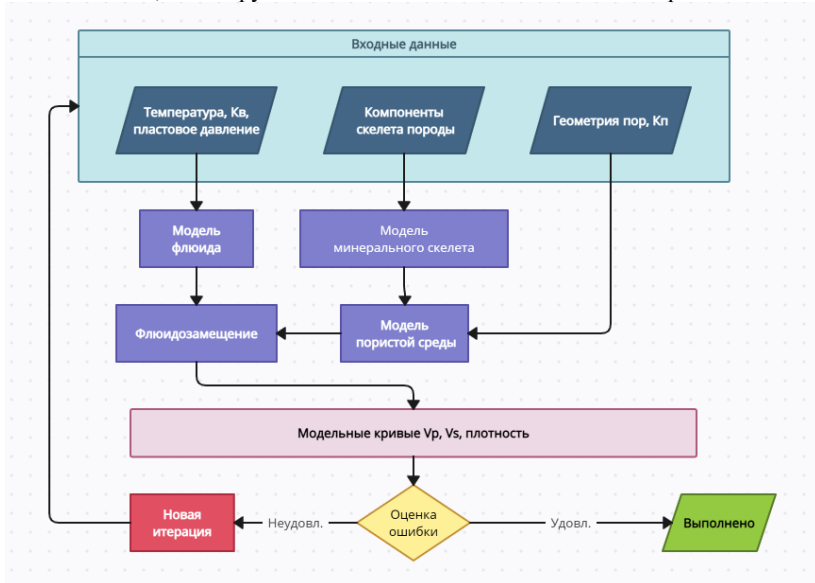
Процесс петроупругого моделирования включает следующие этапы:

- Обоснование необходимости и возможности проведения петроупругого моделирования на исследуемом участке.
- Обзор и анализ качества исходных материалов геоинформационных систем (ГИС).
- Анализ наличия kernового материала и его исследований.
- Проведение переинтерпретации скважинных данных ГИС в соответствии с актуальными методиками (при необходимости).
- Построение объемно-минеральной модели.



- Выбор подходящей методики моделирования.
- Проведение петроупругого моделирования.
- Анализ качества полученной модели.

Объектом исследования представляет собой горизонт ачимовской толщи в одном из месторождений западной Сибири. Этот горизонт имеет сложную клинообразную структуру с высоким уровнем геологической неоднородности. Центральная часть месторождения не была охвачена сейсмическими исследованиями, что затрудняет точный анализ геологического строения пласта.



*Рисунок 1. Алгоритм проведения петроупругого моделирования*

Для выполнения петроупругого моделирования на вход задаются следующие параметры: пластовые давление и температура, коэффициент водонасыщенности, параметры, описывающие геометрию пор, пористость, компоненты скелета породы, пластовые давление и температура и коэффициент водонасыщенности. Затем отдельно строится модель минерального скелета и флюида, после чего строится модель пористой среды и проводится процедура флюидозамещения. Результатом являются модельные кривые продольных и поперечных скоростей, а также плотности. Данный процесс является итеративным, и после каждого этапа производится оценка ошибки. Модель применяется при условии



удовлетворительном схождении с кривыми ГИС, записанными в опорной скважине (рис.1).

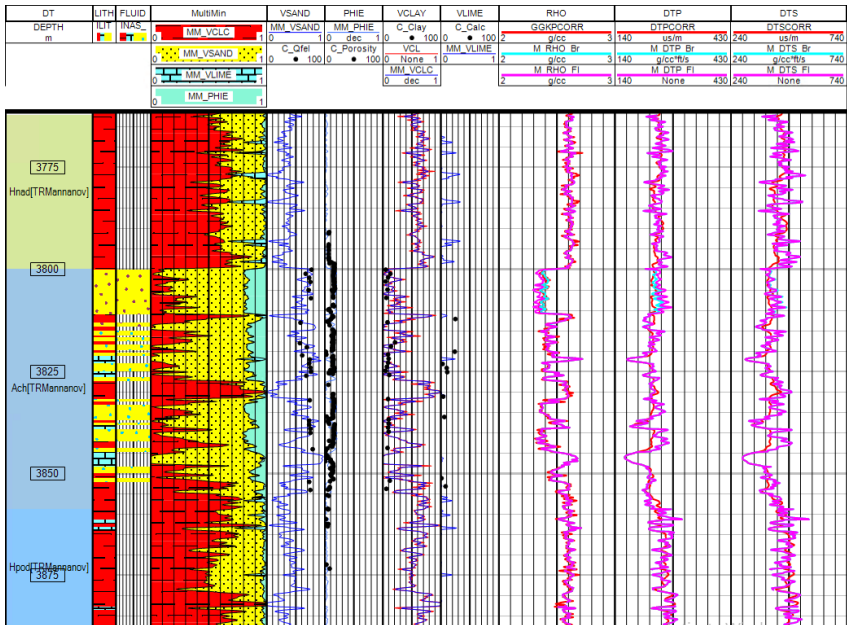


Рисунок 2. Результаты петроупругого моделирования

Оценка ошибки представляется в виде кросс-плотов: «Егг\_Rho – Пористость», «Егг\_DTP – Пористость», «Егг\_DTS – Пористость» (рис. 3). Полученные в результате моделирования кривые удовлетворяют требуемым характеристикам качества и применяются в дальнейшей работе по прогнозу коллекторских свойств в межскважинном пространстве ачимовской толщи.

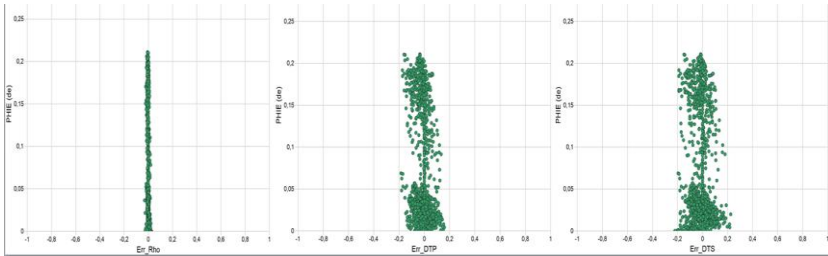


Рисунок 3. Оценка ошибки

Разделения на «коллектор-неколлектор» наблюдаются во всех параметризациях (рис. 4). Красными точками представлены интервалы глин, серыми – карбонатизированными песчаниками, синими – водонасыщенные коллектора, коричневыми – нефтенасыщенные.

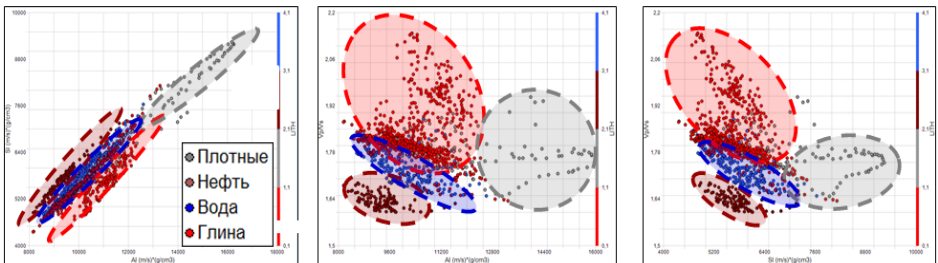


Рисунок 4. Разделение «AI-SI», «AI-Vp/Vs», «SI-Vp/Vs» на модельных кривых (AI – акустический импеданс, SI – сдвиговый импеданс, Vp/Vs – отношение продольных и поперечных скоростей)

## Выводы

Выполнено петроупругое моделирование на основе теории эффективной среды по пластам ачимовской толщи. Результаты, полученные в данной работе, будут использованы для проведения сейсмической инверсии и прогноза коллекторских свойств на рассматриваемом участке.

## Список литературы / References

1. Шубин А.В. Методика изучения сложностроенных природных резервуаров на основе петроупругого моделирования и инверсии сейсмических данных. – Москва, 2014. – 146 с.





**Математическое моделирование низкочастотного случайного шума для применения в задачах обработки сейсмических сигналов.** Р.Ф. Ахмеров (ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет), М.Э. Сибгатуллин (ГНБУ «Академия наук РТ»), Л.Р. Гилязов (ООО «Геолтех»), И.Н. Плотникова (ГНБУ «Академия наук РТ»), М.Х. Салахов (ГНБУ «Академия наук РТ»)

### **Введение**

В данной работе рассматривается подход к моделированию низкочастотного случайного шума, применение которого позволит решить актуальную задачу оценки эффективности методов фильтрации [1], применяемых при учете влияния шума в сейсмических сигналах, регистрируемых группой поверхностных широкополосных сейсмометров. Подобные сигналы регистрируются при проведении микросейсмического мониторинга и характеризуются малым отношением сигнал/шум [2]. Поэтому важно правильно подобрать метод удаления шума и оценить его эффективность. Моделирование шума осуществляется с применением дискретного вейвлет-анализа [3].

### **Метод (теория)**

В данной работе предложена схема моделирования низкочастотного шума с применением дискретного вейвлет-анализа. Вейвлет-преобразование позволяет исследовать свойства сигнала в пространстве масштаб (частота) – сдвиг (время). Таким образом, из одномерного сигнала получается двумерная развертка, позволяющая проследить изменение частотной структуры сигнала во времени. Существуют два типа преобразования – непрерывное и дискретное. В данной работе применяется дискретное вейвлет-преобразование, так как оно позволяет проводить точное обратное вейвлет-преобразование, полностью восстанавливая сигнал.

В результате дискретного вейвлет-преобразования случайного белого шума получается массив, содержащий масштабные компоненты  $w = [d_{1,1}, \dots, d_{1,w1}, d_{2,1}, \dots, d_{2,w2}, \dots, d_{N,1}, \dots, d_{N,wN}, a_{J,1}, \dots, a_{J,wJ}]$ , который содержит детальные вейвлет-коэффициенты  $d$  на масштабах  $j = 1, \dots, J$  и аппроксимационные вейвлет-коэффициенты  $a$  на масштабе  $J$ . Детальные вейвлет-коэффициенты фактически представляют собой сигналы в определенном частотном диапазоне:  $d_1$  – самые высокочастотные компоненты,  $d_N$  – низкочастотные. При умножении различных масштабных компонент на весовые коэффициенты  $T$ , происходит увеличение вклада различных компонент в восстановленный сигнал при обратном вейвлет-преобразовании. Таким образом, увеличивая вклад различных масштабных компонент, появляется возможность изменения частотной структуры случайного шума.



### Результаты расчетов

Был сгенерирован белый шум, длина выборки составила 3000 элементов, частота дискретизации принималась равной 1000 Гц. Вейвлет-разложение осуществлялось на девять масштабных коэффициентов, в качестве базисного вейвлета применялся вейвлет Добечи десятого порядка. На рис.1 приведен фурье-спектр низкочастотного случайного шума, полученного в результате применения массива весовых коэффициентов  $T=[1,1,1,1,2,3,8,5,8]$ .

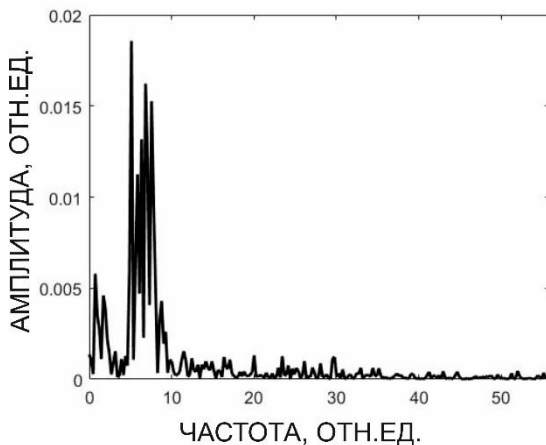


Рисунок 1. Спектр модельного шума

Спектр характеризуется наличием двух областей повышенных амплитуд в интервале 0-3 Гц и 4-10 Гц. Был рассчитан показатель Херста смоделированного шума  $H = 0.69 \pm 0.03$ , значение которого соответствует низкочастотной структуре шума.

### Выводы

Предложенный подход, основанный на дискретном вейвлет-преобразовании случайного белого шума и применении весовых коэффициентов к масштабным компонентам, позволяет моделировать низкочастотный случайный шум. Возможно получение случайного шума со сложной спектральной структурой, характеризующейся неоднородным частотным спектром в низкочастотной области.



Работа поддержана в рамках реализации программы «Студенческий стартап» Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере № 1389ГССС15-L/88215

### Список литературы / References

1. Азаров А.В., Сердюков А.С., Яскевич С.В., Никитин А.А. Численное моделирование микросейсмического шума блочно-иерархической среды. – Трофимукские чтения - 2015: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых РИД НГУ, 2015, с. 237-239.
2. Shen S., Wang B., Zeng L., Chen S., Xie L., She Z., Huang L. Methods for Identifying Effective Microseismic Signals in a Strong-Noise Environment Based on the Variational Mode Decomposition and Modified Support Vector Machine Models. – Appl. Sci., 2024, p. 2243.
3. Peng G., Liu D., Lu J., Shen T., Wang S. Analysis of rock microseismic signal based on blind source wavelet decomposition algorithm. - AIP Advances, 2022, p. 055131.

**Перспективы применения цифрового моделирования пластов горных пород в проектах по гидрогеологии.** Р.Р. Абсаликов, М.Р. Минибаев (ООО «РН-БашНИПИнефть»)

### Введение

В связи с возрастающей обводненностью нефти на зрелых месторождениях Республики Башкортостан, становятся все более актуальными вопросы размещения излишков попутных вод в пласты горных пород, для решения которых выполняются многочисленные работы по геологическому геологическому изучению участков закачки.

При составлении проектов геологического изучения с целью оценки возможности размещения попутных вод в пласты-коллекторы возникает потребность в прогнозировании области растекания закачиваемых объемов воды[1-7]. На практике для расчета радиусов растекания применяется формула поршневого вытеснения, в которую входит множитель, учитывающий вертикальную неоднородность фильтрационных свойств коллектора по разрезу[1, 2].

В качестве альтернативного метода оценки контуров растекания может быть использовано моделирование в трехмерном гидродинамическом симуляторе, основанном на уравнениях баланса массы жидкости.

### Метод

Объектом исследования был выбран визей-башкирский водоносный комплекс одного из нефтяных месторождений Республики Башкортостан. В 2022 г. был

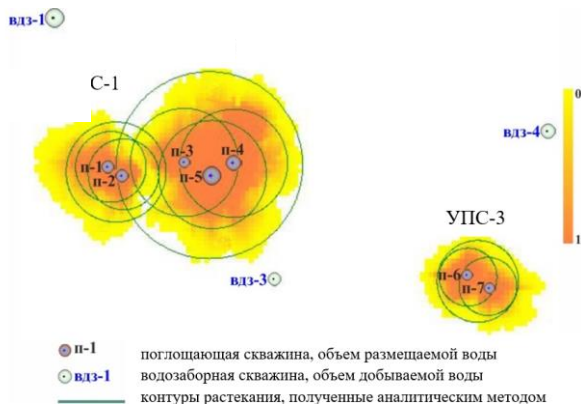


составлен и согласован проект геологического изучения с целью оценки возможности размещения попутных вод в серпуховский водоносный горизонт, в котором были рассчитаны радиусы областей растекания закачиваемой воды на период 20 лет аналитическим методом.

В процессе исследования была создана цифровая модель объекта размещения, произведен ее расчет в гидродинамическом симуляторе для оценки областей растекания и получения представления о динамике воды в пласте. Область растекания закачиваемой воды определяется концентрацией индикатора в пласте, которая изменяется в пределах от 0 до 1 и отражена изменением цвета палитры.

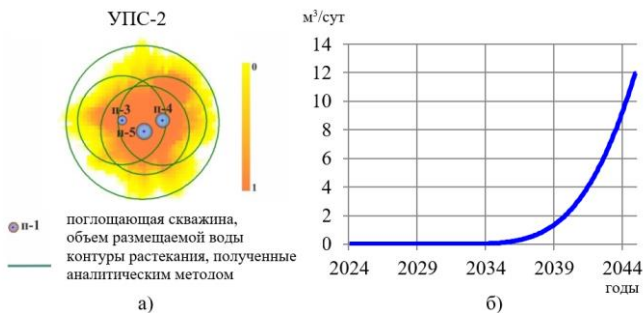
### Результаты расчетов

По результатам расчета гидродинамической модели (рисунок 1) выявлено, что размещаемая вода уже к 13-ому году после начала закачки достигает границ контуров растекания, рассчитанных аналитическим методом на 20-летний срок размещения.



**Рисунок 1.** Прогнозные контуры растекания

Отдельно была смоделирована ситуация, когда исключено влияние водозаборных скважин и соседних участков. Видно, что при отсутствии отбора воды водозаборными скважинами происходит изменение площади контуров растекания (рисунок 2 – а). На форму и размер областей растекания оказывают влияние водозаборные скважины, по которым, начиная с 2034 года, прогнозируется увеличивающийся дебит ранее размещенной на участках воды (рисунок 2 – б).



**Рисунок 2.** а) Прогнозные контуры растекания по участку УФС-2  
б) добыча размещенной воды

Таким образом, возможности учета геологических неоднородностей пласта, взаимовлияния скважин и участков при цифровом моделировании позволяют получать детальное представление о динамике распространения воды в пласте.

## Выводы

В заключение, авторами предлагается в задачах оценки контуров растекания при изучении участков недр со сложным геологическим строением использовать комбинированный метод, сочетающий аналитический расчет и гидродинамическое моделирование. Данный метод рекомендуется применять также при получении/переоформлении лицензий и горных отводов в следующих случаях:

- когда участки добычи или размещения расположены внутри одной лицензионной границы;
- при получении лицензии на добычу пластовых вод или размещение попутных вод при наличии смежного лицензионного участка;
- при получении лицензии на добычу пластовых вод или размещение попутных вод в случае наличия смежного лицензионного участка, принадлежащего другому недропользователю.

## Список литературы / References

1. Методические рекомендации по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых. – М.: ФГУ «ГКЗ», 2007. 13 с.
2. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П., Лукьянчикова Л.Г. Подземное захоронение промышленных сточных вод. – М.: Недра, 1994. 282 с.
3. Грабовников В.А. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков. – М.: Недра, 1993. 335 с.



4. Требования к геологическим материалам по обоснованию подземного захоронения жидких отходов. 1-ая редакция. – М.: ГИДЭК, 2003. 20 с.
5. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. – М.: Недра, 1978. 304 с.
6. Боровский Б.В., Дробноход Н.И., Язвин Л.С. Оценка запасов подземных вод. – Киев: Выща школа, 1989. 407 с.
7. Биндеман Н.Н. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. – Л.: Госгеолтехиздат, 1963. 204 с.

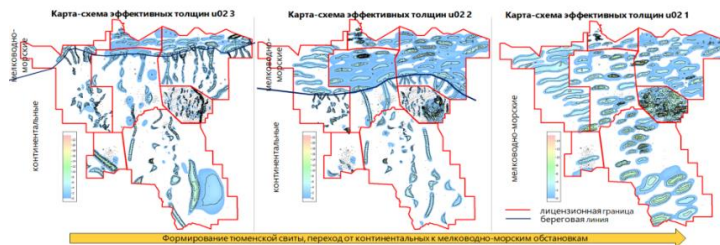
**Актуализация петрофизической модели среднеюрских отложений в рамках текущего мониторинга скважин.** А.З. Валитов, Д.С. Сальтяшева, А.З. Карарова, А.М. Фахрутдинова (ООО «РН-БашНИПНефть»)

### Введение

В настоящее время большое внимание уделяется изучению низкопроницаемых сложнопостроенных отложений тюменской свиты, имеющих региональное распространение на месторождения Западной Сибири. Поэтому детальное изучение тюменской свиты на основе современных подходов получения исходной информации и ее интерпретации является весьма актуальной задачей. Цель данной работы – создать альтернативную методику для оценки петрофизических параметров в новых условиях бурения скважин; уточнить петрофизическую модель с привлечением новых скважин с керном.

### Фациальный блок

Юрский комплекс терригенных полифациальных отложений – сложный геологический объект, характеризующийся значительной горизонтальной и латеральной изменчивостью. Формирование пласта в исследуемом районе происходило в пределах низменной равнины на юге с постепенным затоплением территории мелководным морем, продвигающейся с севера на юг.



*Рисунок 1. Концептуальное представление тюменской свиты в исследуемом регионе*



Для детализации геологического строения пласт разделен на три пласта – ЮС2-1, ЮС2-2, ЮС2-3. Основные запасы приурочены к мелководно-морскому комплексу в интервале пласта ЮС2-1 и континентальным отложениям в интервале ЮС2-2 [2,4].

Разнообразие структурных особенностей палеорельефа при формировании осадков в континентальных, переходных и морских условиях, существенно повлияло на распределение фаций, и, соответственно, строение разрезов тюменской свиты. На основании детального описания керна, дополненного описанием петрографических шлифов, кривых ГИС, выделены следующие фации: бары, межбарье, русло, пески пойменных разливов.

Разрез тюменской свиты представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин, прослоями плотных пород и углей. Породы коллектора представлены преимущественно алевроитовыми песчаниками и песчанистыми алевролитами.

### **Петрофизическое моделирование пласта ЮС2**

В создании модели использованы материалы новых керновых исследований. В последние годы подход к отбору и исследованию образцов керна изменился – анализ проводят не только в лучшей части разреза, но и в ухудшенных коллекторах и неколлекторах. Равномерное распределение керновых исследований по всей территории месторождения способствует получению объективной и надежной оценки результатов на количественном уровне.

В целом песчано-алевритовые породы характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, что естественно обусловлено как низкой структурной зрелостью осадка, так и характером вторичного изменения. В таблице приведены данные статистической обработки результатов исследования кернового материала.

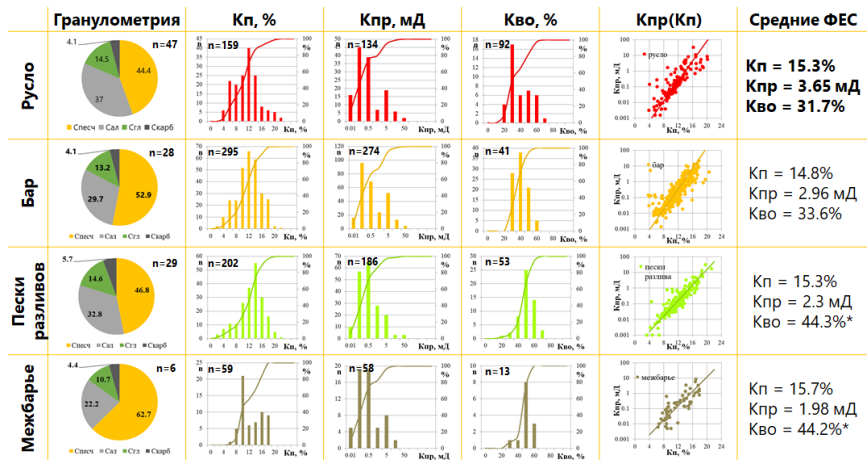
**Таблица 1. Статистика результатов исследования кернового материала**

Параметр	Интервал	ЮС2-1	ЮС2-2	ЮС2-3
Кп, %	пласт	11.7	12.4	11.7
	коллектор	<b>15.6</b>	<b>15.0</b>	<b>14.7</b>
Кпр, мД	пласт	4.8	2.5	2.0
	коллектор	<b>10</b>	<b>4.1</b>	<b>4.1</b>
Кво, %	пласт	35.8	39.2	48.9
	коллектор	<b>34.7</b>	<b>38.7</b>	<b>46.8</b>



Каждый вышележащий пласт имеет лучшие петрофизические характеристики, чем нижележащий. Несмотря на это, средние значения пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности пластов ЮС2-1, ЮС2-2, ЮС2-3 в определенной степени близки. Коллектора пласта ЮС2 по классификации А.А. Ханина относятся к V (Кпр=10-1 мД) и VI (Кпр<1мД) типу [3].

Рассмотрим подробнее основные петрофизические свойства фаций пласта ЮС2.



**Рисунок 2.** Литологические, петрофизические характеристики и основные зависимости по керну пластов тюменской свиты с разделением по фациальным условиям

Исходя из имеющегося материала пластов ЮС2 следует, что лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают отложения бара и русел со средней пористостью 15,3% и 14,8%, проницаемостью 3-4 мД, соответственно. Отложения песков разливов и межбарья характеризуются более высоким содержанием алевролитов и глин, что приводит к увеличению остаточной водонасыщенности и снижению проницаемости. На графиках зависимости коэффициента пористости от коэффициента проницаемости для каждой фации наблюдается общая тенденция: с увеличением пористости горной породы увеличивается ее проницаемость. Наибольшее развитие баровые отложения получили в пласте ЮС2-1, а русловые в ЮС2-5.





### Методика интерпретации данных ГИС и оценки петрофизических параметров.

*Выделение коллекторов.* В последнее время с развитием технологий и для облегчения бурения скважин широко применяются высокоминерализованные растворы, в которых стандартные методы ГИС (ПС, БКЗ и др.) не работают или их качество слишком низкое для использования в количественной оценке.

В связи с вышесказанным, в рамках работы обоснован новый критерий выделения эффективных толщин в новых условиях бурения скважин. Эту задачу предлагается решать с использованием параметров –  $\Delta\Gamma$  и  $\Delta\ln$ .

В результате получили количественный критерий для выделения коллекторов в интервале пластов ЮС2 по фациям:  $\Delta\Gamma \leq 0.48$  – бар;  $\Delta\Gamma \leq 0.5$  – русло;  $\Delta\Gamma \leq 0.55$  – пески разливов, межбарье. Граничные значения для выделения плотных пород и углей:  $\Delta\ln > 0.68$ ;  $\Delta\ln < 0.2$ , соответственно.

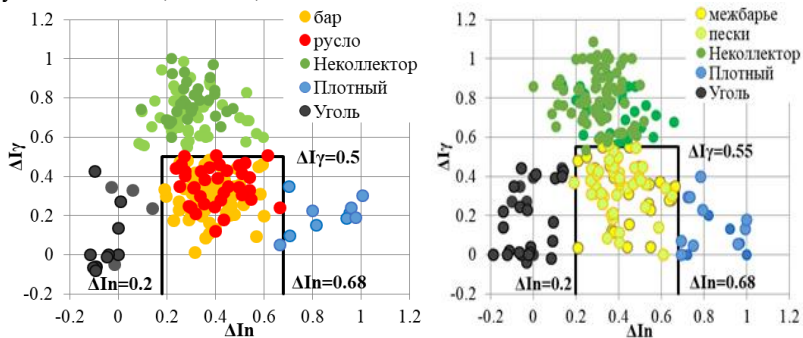


Рисунок 3. Граничные значения для выделения коллекторов

*Коэффициент пористости.* В основе определения коэффициента пористости терригенных пород гамма-методом лежит корреляционная связь между пористостью пород и степенью их заглинизированности с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью пород, с другой стороны.

Выражения для определения коэффициента пористости по данным ГК имеют вид:  
$$K_p = -0,63\Delta\Gamma_2 - 13,21\Delta\Gamma + 19,03$$

Коэффициенты нефтенасыщенности определялись из соотношения  $K_n = 1 - K_v$  с использованием петрофизических зависимостей Арчи-Дахнова  $R_p(K_p)$  и  $R_n(K_v)$  [1].



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

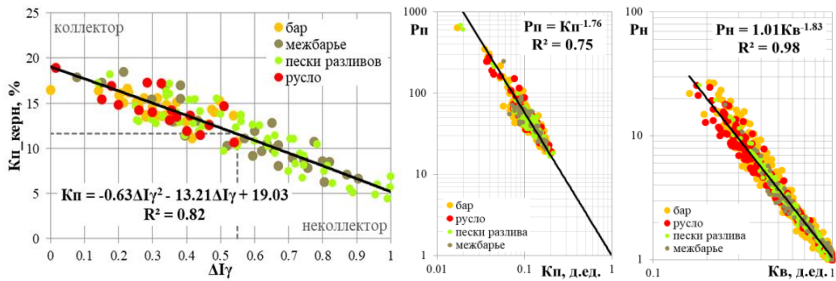


Рисунок 4. Петрофизические зависимости

## Выводы

В рамках текущей работы выполнен фациальный и петрофизический анализ кернового материала сложнопостроенных юрских отложений. Найдены алгоритмы количественной оценки петрофизических параметров с учётом условий осадконакопления для моделирования и прогнозирования пластов ЮС2 с высокой степенью надёжности.

В рамках исследования по юрским отложениям получены следующие результаты:

1. Проведен фациальный анализ отложений тюменской свиты, выявлены закономерности между петрофизическими свойствами и условиями формирования отложений, что позволило получить достоверные зависимости проницаемости от пористости для каждой фациальной обстановки
2. Получены алгоритмы для оценки ФЕС в скважинах, пробуренных в неблагоприятных условиях, для стандартного комплекса ГИС и учтены литолого-фациальные особенности разреза для последующего геологического моделирования
3. Комплексный анализ скважинной информации и детализация петрофизической модели позволили сформировать надёжную основу для создания фациальной и геологической модели в целом по объекту
4. Новый подход к моделированию тюменской свиты позволил спрогнозировать характер распространения коллектора, несмотря на отсутствие 3Д сейсмических исследований.

## Список литературы / References

1. Петерилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией Москва-Тверь, 2003.
2. Васильев Д.М., Сулейманов Д.Д., Давыдов А.В., Котяшова Н.В., Дворкин В.В., Забавина А.А. (2015). Отчет о результатах работ по теме: «Изучение



- тюменской, баженовской свит на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть», оценка перспектив и формирование рекомендаций по проведению поисково-разведочных работ»
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985, 310 с.
  4. Кулбаева Д.Р., Сербасва А.Р., Сулейманов Э.Д. Фациальный анализ Тюменской свиты на основе комплексной интерпретации сейсмических и геофизических исследований с целью прогноза и повышения эффективности бурения на Чупальском лицензионном участке // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 1. С. 61-68. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-61-68>

**Геологическое моделирование как инструмент в сопровождении бурения скважин с горизонтальным окончанием.** З.Г. Кунакбаева, Г.А. Халилова, Э.К. Камильянова (ООО «РН-БашНИПИнефть»)

### **Введение**

Основным направлением развития современной нефтедобывающей отрасли является повышение эффективности извлечения углеводородного сырья, для чего требуется точная и детальная геолого-геофизическая модель, позволяющая описать структуру и свойства пород месторождения. Наглядно представить и учесть детали геологического строения месторождения возможно при использовании объемного компьютерного моделирования. Имеющиеся современные технические и программные средства позволяют это сделать на самом современном уровне, отвечающем мировым стандартам.

Таким образом, вопросы геолого-геофизического 3Д моделирования являются весьма актуальными, так как позволяют максимально достоверно подсчитать запасы УВ, оптимизировать процесс разработки залежей и существенно повысить экономический эффект на всех стадиях существования месторождения.

### **Метод (теория)**

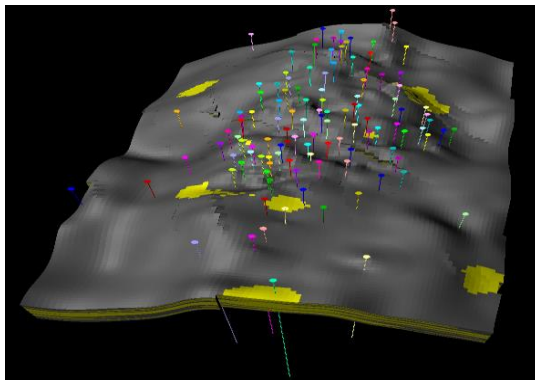
Зарезка боковых стволов – это эффективный вид ГТМ на зрелых месторождениях позволяющий вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, если другие методы не принесли результатов. Геологическое моделирование является инструментом в сопровождении бурения скважин.

Под цифровой трехмерной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт или трехмерной сетки ячеек:

- пространственное положение коллекторов и разделяющих их непроницаемых прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ пластов;



- пространственное положение литологических границ и тектонических нарушений;
- средние значения в ячейках сетки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);
- пространственное положение флюидных контактов;
- пространственные координаты скважин.



*Рисунок 1. Геологическая модель*

Основными импортируемыми данными являются:

- скважины (координаты устья, траектории, каротаж и интерпретация ГИС);
- маркеры – отметки стратиграфической кровли и подошвы пластов;
- 2Д поверхности (структурные, трендовые, поверхности флюидных контактов);
- полигоны (контуры залежей, контур лицензии, ГО);
- точечные данные (значение свойства в определенной точке);
- сейсмическая интерпретация (разломы).

### **Результаты расчетов**

В данной работе рассматриваются наиболее часто встречающиеся проблемы в работе над созданием геологической модели зрелых месторождений: проблемы загрузки, наличие гироскопов, погрешности измерений и некорректные исторические замеры по скважинам, стратиграфическая неопределенность (наличие линз, выклиниваний), близость ВНК. В работе предлагаются пути решения выделенных проблем.



## **Выводы**

Зарезка боковых (горизонтальных) стволов одна из наиболее эффективных геолого-технических мероприятий (ГТМ), позволяющих повысить добычу нефти на месторождениях, особенно, находящихся на поздней стадии разработки. При этом в разработку включаются ранее не задействованные участки продуктивных пластов, а также трудноизвлекаемые запасы нефти. Основной задачей проведения таких мероприятий является достижение целевых уровней добычи углеводородного сырья, а также повышение коэффициента извлечения из пласта. В данной статье описаны пути решения, реализация которых покажет качественные и успешные показатели освоения скважин ЗБГС на месторождениях. От качества геологической модели и точности прогнозирования структуры пласта и распределения коллектора зависит планирование и проводка ЗБГС в пределах целевого интервала.

## **Список литературы / References**

1. Закревский К.Е. Геологические 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009, 376 с.
2. Перевертайло, Т.Г. Основы геологического 3D-моделирования в ПК Petrel «Schlumberger»: практикум / Т.Г. Перевертайло. – Томск: Томский политехнический университет, 2017. – 112 с. – ISBN 2227-8397.
3. Лютков А.В., Подбережный М.Ю. Опыт сопровождения бурения горизонтальных скважин для выработки трудноизвлекаемых запасов на Западно-Салымском месторождении. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2017, с. 43-49.

**Петрофизическое моделирование пластов АС шельфовой и глубоководной частей по группе месторождений Западной Сибири.** И.Р. Гильфанова (ООО «РН-БашНИПНефть»), ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологии»), С.А. Колomasова (ООО «РН-БашНИПНефть»)

## **Введение**

В рамках работы по формированию геологической модели и созданию петрофизических зависимостей был проведен сбор, систематизация и анализ геолого-геофизической информации по пластам АС по группе месторождений Западной Сибири. Были проанализированы скважины с различным комплексом ГИС, в том числе поисково-разведочные и эксплуатационные скважины [1, 2].

1. Литолого-фациальное и геологическое изучение разрезов скважин пластов АС. Пласты АС в стратиграфии относятся к черкашинской свите нижней подсвите нижнего готерива. С целью воссоздания максимально полной картины осадконакопления за определенный промежуток времени и извлечения



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



определенного набора данных для последующего геологического моделирования был проведен литолого-фациальный анализ терригенных отложений. Данный анализ включает в себя детальное изучение и описание разреза по керну, определение литогенетических типов и фаций, построение электрофациальных моделей, выделение циклов, построение фациальных карт и сейсмофациальные исследования.

С помощью исследований керна и фациальной модели определено, что продуктивные пласты АС могут относиться, как к шельфовым, так и глубоководным отложениям. Шельфовые отложения сложены терригенными разностями глубоководно и мелководно-морского генезиса и имеют следующие фациальные ассоциации (ФА): предфронтальная зона пляжа, переходная зона пляжа, дальняя зона пляжа, склона, подводные конуса выноса и пелагиали.

Согласно палеогеографическим реконструкциям на исследуемой территории в готеривское время находилось глубоководное море, что относят к глубоководным отложениям. Для таких отложений характерны фациальные ассоциации склона, подводных конусов выноса и пелагиали (дно бассейна), также были выделены следующие фации: распределительный канал, проксимальный турбидит, средний турбидит.

2. Петрофизические зависимости типа «кern-кern».

Для каждого типа отложений были построены петрофизические зависимости типа «кern-кern». Использован керновый материал и результаты лабораторных исследований по 43 скважинам для изучения физико-литологических свойств разреза.

По результатам анализов, описания керна, петрофизических зависимостей по шельфовым отложениям месторождений Западной Сибири, можно сделать вывод, что коллекторы пластов представлены одним типом - гранулярный коллектор с межзерновой пористостью и рассеянной глинистостью, с присутствием карбонатного цемента. В этом типе коллектора изменение емкостных и фильтрационных свойств зависит от степени заполнения порового пространства скелета породы глинистым и глинисто-карбонатным материалом.

Коллекторы, относящиеся к отложениям глубоководной части представлены песчано-алевролитовыми породами с межзерновым типом порового пространства, заполняемого глинистым или глинисто-карбонатным цементом. Песчаники и алевролиты полимиктовые, цемент порового, порово-пленочного типа, по составу каолинит-хлоритово-гидрослюдистый, ФЕС средние и низкие. Особенностью коллекторов пластов АС глубоководной части является их очень сложное строение. Это обусловлено полиминеральным глинисто-карбонатным цементом, при котором повышенное содержание то одной, то другой компоненты по-разному влияет на ФЕС, форма нахождения глинистой и карбонатной составляющей в



коллекторе может быть разной – в рассеянном, слоистом, структурном виде, что также усложняет строение коллектора и неоднозначно влияет на ФЭС.

В результате данной работы проведено седиментологическое описание керна и установлены фациальные обстановки осадконакопления с целью выявления перспективных и продуктивных объектов по материалам ГИС с учетом регионального представления о строении исследуемой территории пластов АС для группы месторождений Западной Сибири. Продуктивность пластов АС можно отнести, как к шельфовым, так и глубоководным отложениям.

### **Список литературы / References**

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М., 2002.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь, 2003.

**Количественная интерпретация данных импульсного нейтронного спектрометрического гамма-каротажа.** А.Р. Сабирова (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

### **Введение**

Количественная интерпретация данных импульсного нейтронного спектрометрического гамма-каротажа в контексте гамма каротажа заключается в определении количественных значений содержания различных элементов в горных породах. Это позволяет точнее анализировать геологические структуры и прогнозировать нефтяные и газовые месторождения. Метод дает более точные и объективные результаты, исключая субъективные оценки. Кроме того, позволяет проводить более детальный анализ геологических структур и определять наличие ценных искоемых элементов. В результате количественной интерпретации данных ИНГК-С специалисты получают детальную информацию о составе горных пород, в частности, в коллекторах сложного геологического строения, что позволяет усилить достоверность и повысить качество дальнейшей интерпретации методов ГИС.

### **Метод(теория)**

Научный подход к исследованию основан на измерении энергии и временного распределения потока гамма-излучения, которое возникает в результате нейтронных реакций, с целью определения химического состава горных пород и пространственно-временных характеристик регистрируемого излучения. Результаты измерений ИНГК-С – это абсолютные вклады каждого элемента в



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



спектры гамма-излучения радиационного захвата и гамма-излучения неупругого рассеяния.

Обработка данных ИНГК-С состояло из первичной обработки зарегистрированных спектров в специализированном ПО и из перехода от «откликов» к весовым концентрациям элементов (на основе геохимической модели оксидов). Для анализа минерального состава использовались массовые пропорции элементов, полученные из Litho Scanner и данных о составе горных пород, в специальной программе для расчета минералогического состава геологических материалов, которая сопоставляет значения кривых с табличными данными и формирует новую таблицу с потенциальными минералами с указанием вероятности для каждого.

### Результаты расчетов

Детальная минералогическая модель предоставляет возможность для решения следующих проблем:

1. Получаемые результаты ИНГК-С являются аналогичными исследованиям РФА на керне, и могут применяться для решения задач седиментологии в скважинах, где керн не отбирался.
2. Поправка за литологию в коэффициент пористости. Если пористость посчитана без учета литологии, то, взяв минеральную модель, можно получить такую поправку, которая, скорее всего, покажет значения в большую сторону или меньшую. Ведь если сильнозаглинизированный пласт, то можно вводить не общепринятую поправку за глинистость, а именно за детальную, это позволит точно определить коэффициент водонасыщенности, которая считается численно, и характер насыщенности.
3. Типизация глинистых минералов позволяет учитывать их влияние на УЭС пласта, также поправка за тип глин способствует уточнению модели расчета насыщенности  $K_v$ .
4. Зная минералогический состав, можно оценить органический углерод.

### Выводы

При выполнении данной работы было получено представление об измерении специализированной аппаратурой энергии гамма-излучения, которое возникает в результате нейтронных реакций, изучена должным образом обработка исходных данных импульсного нейтронного спектрометрического гамма-каротажа (в особенности спектры гамма-излучения радиационного захвата и гамма-излучения неупругого рассеяния), повышен опыт в расчете весовых концентраций химических элементов в программном обеспечении, направленном именно на обработку «откликов», отработаны навыки определения минералогического состава и построения детальной минеральной модели, освоена количественная интерпретация данных ИНГК-С по месторождениям с различных регионов России.





УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



### Список литературы / References

1. Хомяков, А.С. Импортозамещающая геофизическая аппаратура производства ФГУП «ВНИИА» / А.С. Хомяков – Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова, 2019. – 33 с.
2. Черменский В.Г. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Аппаратурно-методический комплекс спектрометрического импульсного нейтронного гамма каротажа для определения текущей нефтенасыщенности эксплуатируемых залежей / В.Г. Черменский. – Дубна: общество с ограниченной ответственностью «Нефтегазгеофизика», 2008. – 177 с.



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



### Секция 3. Геофизические и гидродинамические исследования пластов и скважин. Комплексная интерпретация данных промысловой геофизики

**Анализ обводненности скважин Баженовской свиты с ГРП на территории ООО «РН-Юганскнефтегаз».** Ю.Д. Пухов, В.О. Борцов, В.И. Фазлутдинов (ООО «РН-БашНИПИнефть»), В.М. Яценко (ПАО «НК «Роснефть»)

#### **Введение**

До 2010 года основной объем испытаний скважин баженовской свиты на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» проводился без применения ГРП. Независимо от притока более 80 % испытаний завершились при обводненности скважин, близкой к нулю. Однако, с момента активного проведения ГРП при испытаниях скважин, обводненность, близкая к нулю, практически отсутствовала. Большая часть таких испытаний имеет обводненность в диапазоне 10–20 % даже после продолжительного времени работы.

Баженовская свита, несмотря на частичную гидрофобность, содержит некоторый объем воды в поровом пространстве [1]. По результатам исследований ядра термогравиметрическим методом (ТГА) доля воды в интервалах коллекторов не превышает 1% (от объема породы). В глинах доля воды закономерно выше до 2%, однако эти интервалы относятся к неколлекторам и не фильтруются.

На текущий момент при проведении ГРП высок риск получения обводненности, выяснение причин этой обводненности является актуальной задачей, позволяющей повысить эффективность проведения программы ГТМ и моделирования.

#### **Метод (теория)**

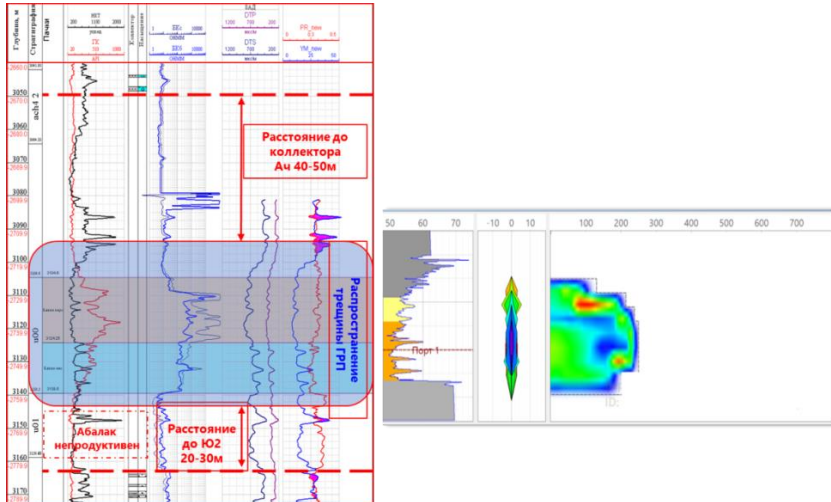
Полученные на геомеханических моделях трещины ГРП в большинстве случаев приобшачают своей продуктивной закрепленной частью весь разрез баженовской свиты и распространяются вверх над объектом в среднем на 10–15 м (рис. 1) и далее упираются во флюидоупор с высокими напряжениями [2]. Возникло предположение, что существуют водонасыщенные коллекторы в интервале, вскрываемом трещиной ГРП, которые не были выделены при стандартной интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

#### **Результаты**

В результате была сформулирована гипотеза об источнике обводнения скважин баженовской свиты с ГРП: вода в скважины поступает из низкопористых водонасыщенных прослоев в подачимовских глинах, которые были выделены при интерпретации данных ЯМК [3,4]. В большинстве скважин с ЯМК на всей территории работ выделены разобценные интервалы низкопористых коллекторов.



Для подтверждения гипотезы были реализованы испытания интервалов над баженовской свитой с последующей серией геохимических исследований скважинных проб.



*Рисунок 1 – Распространение трещины ГРП в баженовской свите*

## Выводы

Из анализа полученных результатов следует, что:

1. Состав притока и дебит при испытаниях подтверждают, что низкопористые интервалы в подачимовских глинах насыщены водой и обладают достаточными свойствами для того, чтобы влиять на работу скважин баженовской свиты с ГРП. В частности, фонтанирование указывает на anomalously high formation pressure of these intervals.
2. Представленная гипотеза об источнике воды в скважинах баженовской свиты с ГРП согласуется с имеющимися на рассматриваемой территории месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» данными испытаний скважин, результатами керновых исследований, геомеханического моделирования.
3. Предварительные результаты геохимических исследований показали, что в большинстве случаев вода со скважин баженовской свиты соответствует воде ачимовских скважин и подачимовских испытаний.



## Список литературы / References

1. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: ФБУ «ГКЗ», 2021. – 19 с.
2. Ардисламова Д.Р., Кадырова К.Р. Комплексный подход к изучению баженовской свиты на основе геомеханического моделирования // Сборник тезисов научно-технической конференции «Цифровые технологии». – Уфа: ООО «РН-БашНИПИнефть», 2022. – 8 с.
3. Петрофизическая модель баженовской свиты Приобского месторождения «Роснефти» / Д.В. Фёдорова, А.А. Астафьев, О.В. Надеждин, И.Д. Латыпов // Neftegaz.ru. – 2020. – № 6 (102). – С. 76–84.
4. Особенности оценки пористости пород баженовской свиты путем комплексирования данных анализа керна и ядерно-магнитного каротажа / Д.В. Фёдорова, А.А. Астафьев, В.М. Яценко [и др.] // Нефтяное Хозяйство. – 2022. – № 11. – С. 15–19. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-15-19>

**Построение профиля приемистости по серии замеров термодобитомером на разных скоростях в нагнетательной скважине.** Д.И. Гарифуллина, В.К. Мухутдинов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

## Введение

Одним из способов, позволяющих извлечь остаточные запасы нефти и уменьшить закачку воды, является внедрение различных геолого-технических мероприятий, основанных на изоляции промытых высокопроницаемых зон пласта и ограничении поступления воды. Применение технологий, направленных на выравнивание профилей приемистости, перераспределение фильтрационных потоков и снижение обводненности добываемой продукции, является одним из направлений повышения технико-экономических показателей разработки. Знание точного распределения профиля приемистости повышает успешность проведения геолого-технических мероприятий.

## Метод (теория)

Существуют методики определения скорости потока закачиваемой жидкости с помощью термодобитометрии при постоянной и переменной скоростях движения прибора [1].

В работе предлагается использование решения системы уравнений применительно к серии замеров скважинным термодобитомером (СТД):

$$\text{СТД}_i = A_i * e^{-B_i * (V_{\text{н}} - V_{\text{пр}i})^2} \quad (1)$$



где  $STD_i$  – значение  $i$ -го замера термодобитомера на глубине,  $V_{пр_i}$  – скорость прибора  $i$ -го замера,  $V_{п}$  – скорость потока,  $A_i$  – показание  $i$ -го замера термодобитомера в неподвижной среде при  $V_{пр}=0$ ,  $B_i$  – комплексный параметр, зависящий от свойств датчика и параметров среды для  $i$ -го замера.

### Результаты расчетов

Разработана программа для получения кривой скорости потока на всем интервале измерений STD с постоянными скоростями в интервале эксплуатационной колонны. Знание скорости потока позволяет рассчитать кривую профилю приемистости в нагнетательной скважине.

### Выводы

Из анализа полученных результатов следует, что:

1. Профиль приемистости по замерам термодобитомером при интерпретации данных промыслово-геофизических исследований традиционно выполняется в качественном виде, который не позволяет дифференцировать работу интервалов ухода между собой. В работе показывается, что возможно построение количественной кривой профиля приемистости.
2. Определение скорости потока закачиваемой жидкости для низких величин расхода в скважине невозможное по замерам механической расходомерии становится возможным по замерам термодобитомером.
3. Определение скорости потока на каждой глубине замера STD позволяет получить точное распределение скорости потока по глубине в отличие от усреднённого значения, предлагаемого по методике в работе [1].

### Список литературы / References

1. Мухутдинов В.К., Диссертация, Развитие термодобитомерии при исследовании технического состояния нагнетательных скважин. – Уфа: 2016. – 156 с.

**Экспериментальные исследования распределения теплового поля в физической модели добывающей скважины.** Г.П. Ляпустин, Д.В. Космылин (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

### Введение

Расходомеры являются ключевыми измерителями расхода в нефтегазовой промышленности. Они помогают определить, как качественный, то есть измерение локальной скорости флюида, так и массовый, основанный на количественном измерении дебита. Существуют различные виды расходомеров, которые применяются как на устье, так и внутри скважины. В геофизики



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



распространены следующие виды расходомеров: механические, по перепаду давления, ультразвуковые, вихревые, тепловые.

Особую роль для промышленной геофизики играют тепловые расходомеры, а именно термокондуктивные или по-другому СТД/СТИ (скважинный термокондуктивный дебитомер/индикатор). Его суть заключается на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. Но у датчика есть свои недостатки, а именно: высокая инерционность; хорошо определяется только первый интервал притока, а далее сильно снижается чувствительность; влияние состава, из-за которого снижается эффективность определения радиального потока; влияние осевого потока; сильный перегрев относительно окружающей среды.

Для решения этих недостатков был разработан азимутально-распределенный датчик СТД/СТИ косвенного нагрева. Суть идеи заключается в нагревании тонкостенной латунной гильзы вихревыми токами, а расположенные противоположно друг другу термопары регистрируют температуру. [1,2,3]

### **Описание установки**

Для испытания датчика потребовалось создать физическую модель добывающей скважины с наличием осевого, радиального потока, представленный на рисунке 1. Макет состоит из основных элементов: поливинилхлоридовая труба диаметром 100 мм; ряд пневматических сосок, имитирующие зону перфорацию; систему равномерного подъема и спуска прибора в модель; линейаризатор потока, термостат. Гидравлическая система модели представлена на рисунке 2.

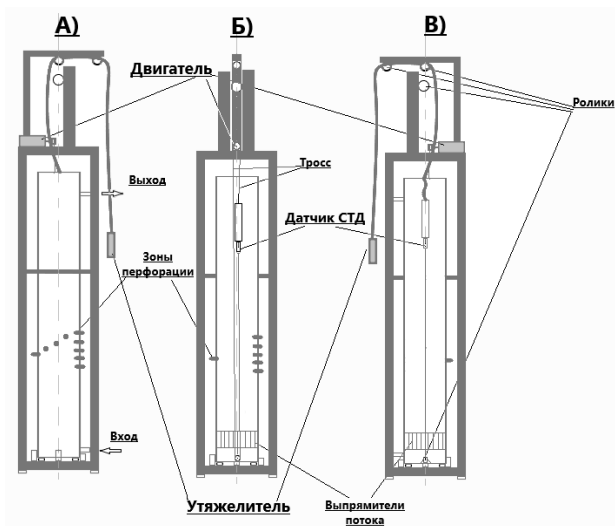


Рисунок 1. Конструкция экспериментального макета: А) вид без разреза; Б) вид в разрезе; В) вид в разрезе поворот на 90 градусов

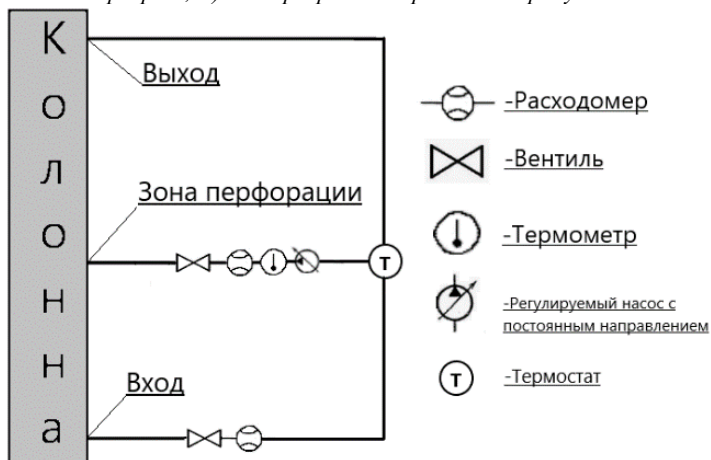


Рисунок 2. Гидравлическая схема экспериментальной установки



### Результаты экспериментальных работ

Перед началом экспериментальных работ, модель скважины необходимо подготовить, а именно, стабилизировать температуру флюида в колонне, что достигалось с помощью термостата. Когда колебания температуры в модели не превышает 0,1 С, мы считаем температуру в модели установившейся. После подготовки модели, приступили к проведению первой серии экспериментов.

В модели включается осевой поток, дебит которого составлял 1,65 м<sup>3</sup>/сут. Реализован один канал радиального потока дебитом 3 м<sup>3</sup>/сут. Модуль азимутально-распределенного термоанемометра расположен на забое модели. Далее были сделаны две спускоподъемные операции со скоростью подъема 11,3 см/с. Результаты представлены на рисунке 3.

По результатам серии экспериментов четко отбивается зона наличия радиального потока, при этом возможно определения направления этого потока.

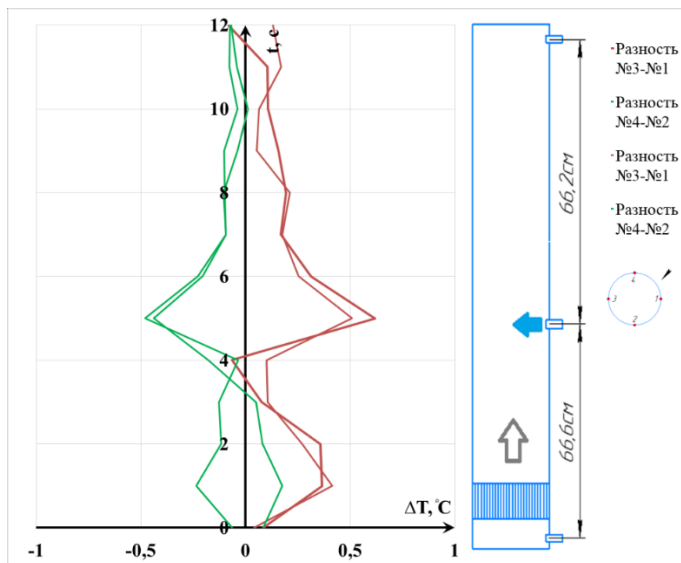


Рисунок 3. Результаты эксперимента при подъеме

### Выводы

- Показана возможность определения наличие радиального потока азимутально-распределённым термоанемометром.





- Доказана повторяемость экспериментальных данных;
- Показана возможность определения направления радиального потока.

### Список литературы / References

1. Kosmylin D.V., Sharafutdinov R.F., Valiullin R.A., Ramazanov A.S., Fedotov V.Y., Bajenov V.V., Imaev A.I. THE USE OF INDUCTION HEATITING IN ASSESSING THE TECHNICAL CONDITION AND OPERATING INTERVALS IN PRODUCING WELLS SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS - SPE RUSSIAN PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE 2021, RPTC
2. Космылин Д.В., Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Рамазанов А.Ш., Вахитова Г.Р. Новый радиально-азимутальный термоанемометр для определения направления и скорости потока жидкости в стволе скважины / Sp-191565-18RPTC-RU
3. Космылин Д.В., Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Рамазанов А.Ш., Гаязов М.С. / № RU177768 U1. Дата регистрации. 31.07.2017. Дата публикации. 12.03.2018.
4. Космылин Д.В., Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Рамазанов А.Ш., Гаязов М.С. / № RU17127382. Дата регистрации 31.07.2017. Дата публикации. 30.03.2018
5. Космылин Д.В., Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Галимов Р.А. / Изучение распределения теплового поля точечного источника тепла при наличии радиального потока / Вестник кузбасского государственного технического университета, 2023 г.

**Информативность спектральной шумометрии при контроле технического состояния скважин на месторождениях Западной Сибири.** Ю.С. Масалимов, Р.К. Яруллин (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

### Введение

Спектральная шумометрия – один из методов геофизического контроля состояния скважины и пласта по результатам измерения интенсивности и спектрального разложения гидродинамических шумов по стволу скважины. В работе приведены результаты анализа эффективности применения метода спектральной шумометрии при контроле технического состояния скважин на месторождениях Западной Сибири на примере скважин с крутонаклонным стволом.

### Специфика применения метода на месторождениях Западной Сибири

Месторождения углеводородов на территории Западной Сибири, как правило, находятся на поздней стадии разработки, имеют низкий дебит и высокую степень обводнения продукции. Задача геофизических служб при проведении

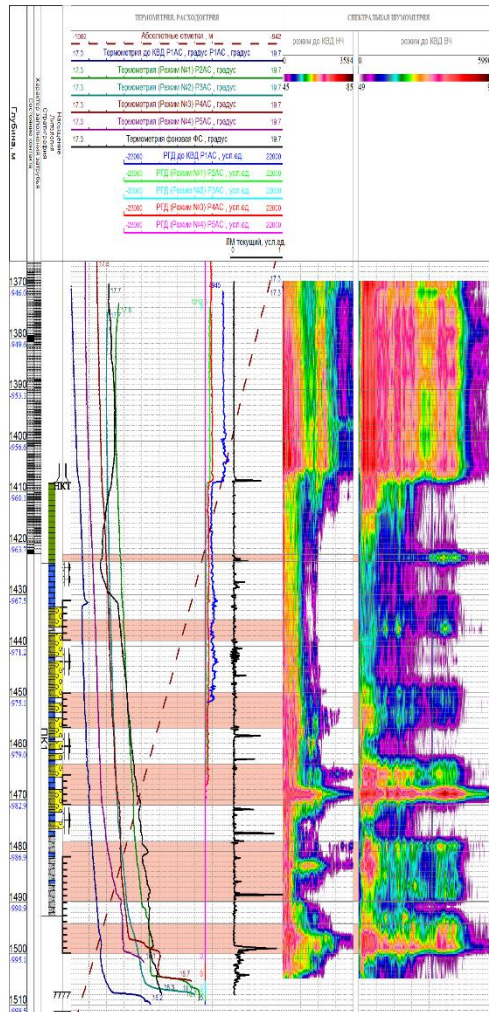


исследований скважин – выделение работающих интервалов глубин, состава притока и состояния прискважинной зоны, включая интервалы заколонных перетоков при их наличии. Традиционные методы ГИС не всегда обеспечивают требуемую информативность и однозначность заключения. В связи с этим, применение метода спектральной шумометрии в условиях неоднозначности заключения, вынужденная мера, не смотря на высокую стоимость и длительность проведения исследований. В работе приведены примеры информативности спектральной шумометрии при контроле технического состояния скважин с высокой степенью обводнения в комплексе с традиционными методами ПГИ.

Показано, что расширение комплекса ПГИ внедрение метода шумометрии повышает информативность исследований и достоверность заключения за счет регистрации и анализа акустических полей, генерируемых потоками флюида в прискважинной зоне и пласте.

Результаты исследований на значительном количестве скважин подтверждают, что метод акустической шумометрии позволяет не только контролировать текущее состояние скважин, но и прогнозировать риски возникновения аварийных ситуаций, что существенно повышает безопасность и эффективность добычи углеводородов.

На рис.1 и 2 приведены результаты исследований двух типовых скважин с круто-направленной траекторией, когда традиционные методы ГИС не позволяют выделить работающие интервалы и признаки заколонного перетока в связи с отсутствием характерных аномалий на фоне линейного потока из призабойной зоны. При этом, метод акустической шумометрии демонстрирует высокую дифференциацию акустических шумов по стволу скважины, что может использоваться в качестве критериев работы отдельных интервалов пласта и движения жидкости по негерметичному заколонному пространству. Комплексный анализ проведенных исследований в сочетании с результатами исследований в открытом стволе и анализа устьевых замеров, обеспечил возможность выделения работающих интервалов пласта с выделением признаков возможного источника обводнения продукции.



*Рисунок 1. Выделение интервалов притока по результатам ПГИ с применением метода спектральной шумометрии*

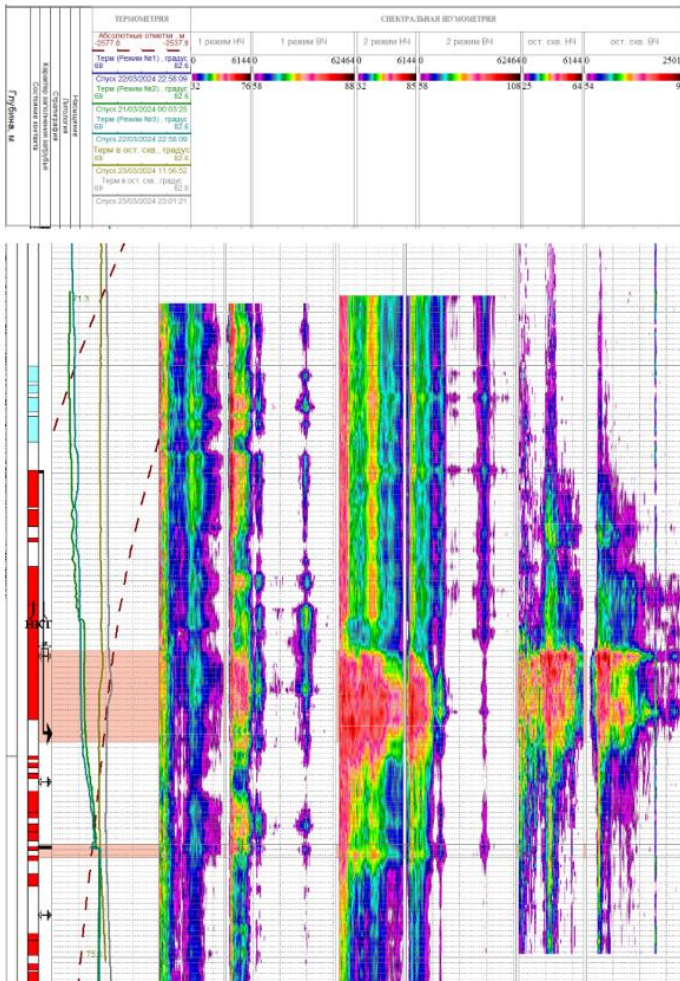


Рисунок 2. Выделение интервала заколонного перетока по результатам ПГИ с применением метода спектральной шумометрии



## Выводы

- Метод спектральной шумометрии при проведении геофизических исследований в действующих скважинах на территории Западной Сибири существенно повышает информативность и достоверность заключений.
- Введение метода в традиционный комплекс ПГИ необходимо в условиях многопластовых систем и при наличии признаков заколонных перетоков по результатам предварительных исследований.
- Метод спектральной шумометрии рекомендуется использовать как вспомогательный инструмент при низкой информативности традиционных методов ПГИ.

## Литература / References

1. Андреев И.Г., Карасик А.И. Оценка критериев рабочей способности скважин на основе результатов шумового контроля. //Нефтяное хозяйство. 2015. № 6. С. 56-63.
2. Белкин М.М., Костюк Л.В. Спектральная шумометрия как метод контроля технического состояния скважин. //Нефтегазовая геология, геофизика и разработка месторождений. 2018. № 3. С. 78-86.
3. Горшкова Т.А., Смирнов А.П. Применение методов шумового контроля для оценки эффективности добычи нефти на месторождениях западной Сибири. //Нефтяное дело. 2017. № 4. С. 42-49.

**Исследование тепловых эффектов в системе «скважина - пласт» при движении двухфазной среды.** Р.А. Галимов, И.В. Канафин (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

## Введение

Методика геофизических исследований технологией термометрии характеризуется широкой распространенностью в плане решения комплекса задач контроля за разработкой месторождений нефти и газа. Данный метод получил мировое признание, а в его основе лежит принцип регистрации такого параметра как температура, ведь именно она характеризует среднюю кинетическую энергию системы частиц, и, следовательно, имеет большую чувствительность к протекающим физическим процессам во взаимосвязанной системе «скважина - пласт». Различные отечественные научные коллективы признают, что самым оптимальным подходом к исследованию теплового распределения является численное моделирование, на основании которого можно детально анализировать различные режимы работы скважины [1-3].



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



Целью данной работы является исследование формирования температурного поля в пористой среде при двухфазной фильтрации нефти с растворенным в ней газом с учетом разгазирования при снижении давления ниже давления насыщения.

### **Метод (теория)**

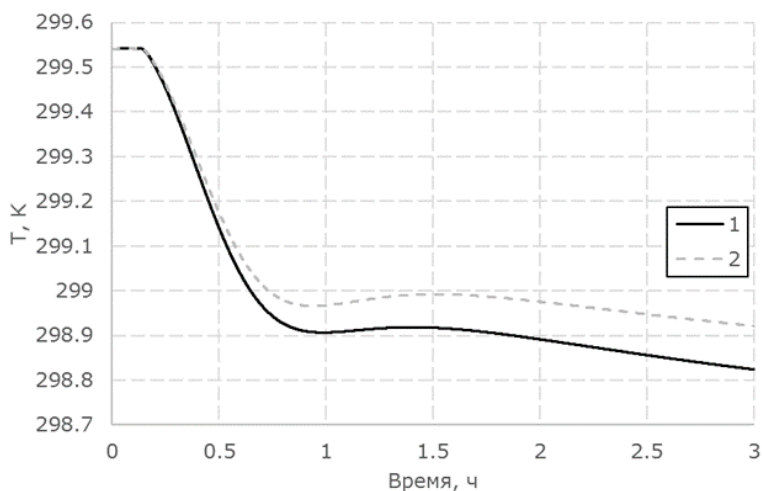
Для осуществления отмеченной цели была создана математическая модель, состоящая из системы уравнений состояния для компонента нефти и одновременной фильтрации фаз, уравнение притока тепла с учетом термогидродинамических эффектов и теплоты разгазирования. Данные комплексы уравнений решаются численно с применением метода Ньютона. Базируясь на численном решении, для оптимизации контроля моделирования был создан термосимулятор.

Характерной чертой, анализируемой в данном исследовании модели является возможность моделирования скважины, вскрывающей залежь, состоящую из нескольких пластов. В таком случае явление разгазирования нефти может протекать как в пласте, так и в стволе скважины.

### **Результаты расчетов**

Проанализируем влияние на температуру массовой концентрации газа: оно будет характеризоваться линейной зависимостью, и согласно закону Генри. Для этого была осуществлена серия расчетов при конкретных входных данных: глубина скважины 1100 – 1200 м; два пласта с глубинами залегания в 1125 – 1130 и 1175 – 1180 м; созданная депрессия на пласты 30 атм; давление насыщения 85 атм.

На рисунке 1 изображено сравнение зависимости температуры от времени на глубине 1100 м. Из него видно, что с течением времени отмечается значительная дивергенция профилей температуры при разных показателях массовой доли растворенного газа в нефти.



*Рисунок 1. Температура в скважине на глубине 1100 м. Шифр кривых: 1 – массовая концентрация газа в нефти 0.2; 2 – массовая концентрация газа в нефти 0.15*

### **Выводы**

Подводя итог, можно отметить, что на основе разработанной численной модели был произведен анализ влияния показателя массовой концентрации растворенного газа в нефти на образование температурного поля в скважине в результате разгазирования нефти в пласте, и далее по стволу скважины. Отмечено, что в процессе дегазации нефти температура на забое в скважине понижается по сравнению фоновой на  $0.6\text{ }^{\circ}\text{C}$  в течение первых 3 часов после запуска скважины в работу. Такую аномалию можно гарантированно регистрировать с помощью современных геофизических датчиков. Полученные результаты могут быть применены при интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин с многофазными потоками.

### **Благодарности**

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-77-01066, <https://rscf.ru/project/23-77-01066/> «Создание физических основ технологии рациональной разработки месторождений многокомпонентных углеводородов в неоднородных многослойных коллекторах на основе термометрических исследований», соглашение № 23-77-01066 от 8 августа 2023 г.



## Список литературы / References

1. Савельев, Д.Ю. Современный подход к изучению многофазного потока в горизонтальных скважинах / Д.Ю. Савельев, Д.Ю. Саврей // Sciences of Europe. – 2021. – № 75-1(75). – С. 22-27. – DOI 10.24412/3162-2364-2021-75-1-22-27. – EDN QLRIKX.
2. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1(139). – С. 19-29. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29. – EDN BJSHPV.
3. Жижимонтов, И.Н. Физико-математическая модель и метод расчета процессов тепломассопереноса в системе пласт-горизонтальные скважины / И.Н. Жижимонтов, А.Б. Шабаров // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия Естественные науки. – 2021. – № 3(96). – С. 133-149. – DOI 10.18698/1812-3368-2021-3-133-149. – EDN MFIVRT.

**Моделирование двухфазной фильтрации в слоисто-неоднородном пласте с учетом термодинамических эффектов.** М.Д. Сулейманова, Р.Ф. Шарафутдинов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

### Введение

Термометрия решает многие нефтепромысловые задачи на основе анализа изменения температурного поля вследствие проявления термодинамических эффектов, которые зависят от параметров пласта-коллектора, состава флюида и загрязненности прискважинной зоны. Актуальным на сегодняшний день является переход от качественной к количественной диагностике состояния скважины и пласта, особенно в неоднородных по проницаемости нефтегазовых пластах. В этом случае, инструментом для анализа данных термометрии и решения обратных задач является численное или аналитическое моделирование термогидродинамических процессов.

### Метод

Рассматриваются термогидродинамические процессы фильтрации нефти и воды в неоднородном по проницаемости пласте большой толщины. Полученные закономерности могут быть использованы при интерпретации данных термометрии при двухфазной фильтрации. В работе проведено численное исследование влияния неоднородности по проницаемости на температурное поле в пласте большой толщины.





При составлении математической модели используются следующие допущения:

- капиллярными эффектами пренебрегается;
- теплообменом с окружающими породами пренебрегается;
- учитывается вертикальная и радиальная теплопроводность;
- учитывается влияние силы тяжести.

### Результаты расчетов

Математическая постановка задачи неизоэтермической двухфазной двумерной фильтрации с учетом термодинамических эффектов основывается на уравнениях сохранения масс фаз, уравнения движения в форме закона Дарси и уравнения притока тепла. Геометрия задачи представлена на рисунке 1. На рисунке 2 представлены результаты моделирования.

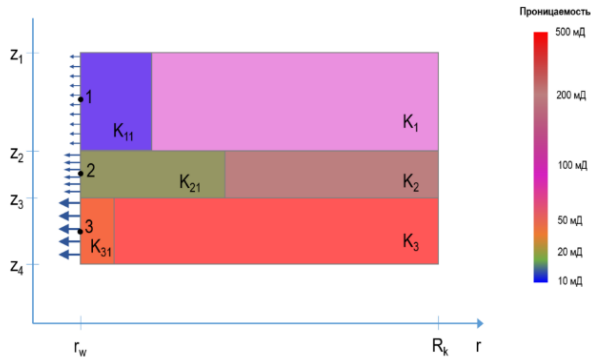


Рисунок 1. Геометрия задачи

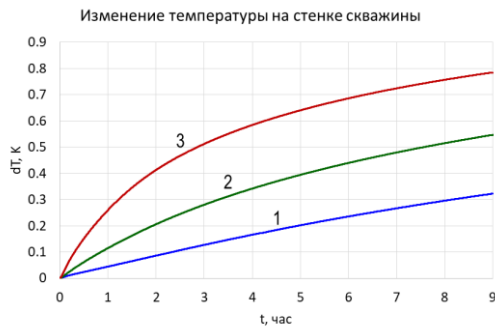


Рисунок 2. Результаты моделирования



## Выводы

Рассмотрен случай неизотермического двухфазного потока флюида в пласте при наличии радиально-слоистой неоднородности. Из анализа полученных результатов следует, что распределение температуры притекающей жидкости по толщине пласта коррелирует с распределением проницаемости. Пропласткам с наибольшим значением проницаемости соответствует наибольший темп разогрева, а пропластку с наименьшим значением проницаемости - наименьший.

## Список литературы / References

1. Шарафутдинов Р.Ф., Бочков А.С., Шарипов А.М., Садретдинов А.А. Фильтрация газированной нефти с фазовыми переходами в неоднородной по проницаемости пористой среде // ПМТФ, 2017. Т. 58, № 2.

**Исследование влияния геомагнитной активности на погрешность инклинометрических систем с изменением широты.** Д.В. Ковалев (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

## Введение

Точность измерений инклинометрических систем является неотъемлемым показателем при бурении нефтяных и газовых скважин, необходимым для достижения оптимальной траектории ствола скважины до залежи с избеганием возможности пересечения со стволами соседних скважин [1]. Одним из самых значимых факторов, влияющих на точность инклинометрических систем являются геомагнитные возмущения, способные в значительной мере исказить результаты измерений, что может приводить к временной невозможности проведения измерений, а также калибровок и проверок приборов [2,3].

## Метод (теория)

В данной работе исследуются данные, полученные 4х геофизических станций в Финляндии, расположенных на близкой долготе и на разных широтах. Период был выбран с 01.01.2015 по 31.12.2015 как год с высокой геомагнитной активностью, интервал измерений 1ч.

Наименование (код) станции	Широта	Долгота
Nordkapp (NOR)	71.09	25.79
Sodankylä (SOD)	67.37	26.63
Hankasalmi (HAN)	62.25	26.60
Tartu (TAR)	58.26	26.46

Данные были использованы для расчета магнитного склонения и магнитного наклона

Магнитное склонение рассчитывается как:



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



$$\text{Dec} = 90 - \arctg(\text{ABC } X / \text{ABC } Y) * 180 / \pi \quad (1)$$

Где ABC X – составляющая геомагнитного возмущения по оси x

ABC Y – составляющая геомагнитного возмущения по оси y

Магнитное наклонение рассчитывается как:

$$\text{Inc} = 90 - \arctg(\sqrt{\text{ABC } X^2 + \text{ABC } Y^2} / \text{ABC } Z) * 180 / \pi \quad (2)$$

Где ABC Z – составляющая геомагнитного возмущения по оси z

### Результаты расчетов

Результаты расчетов сравниваются с эталонными значениями, полученными с сервиса [<https://www.ngdc.noaa.gov/>]. В результате были получены графики вариаций магнитного склонения и магнитного наклонения относительно эталонных значений для каждой станции (рис 1,2).

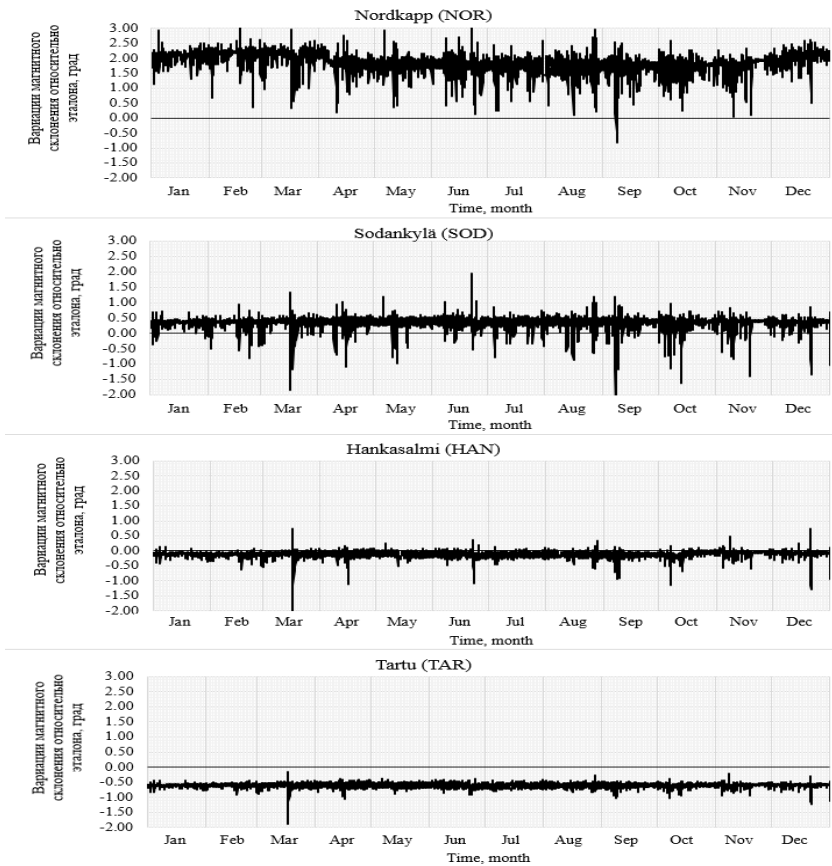
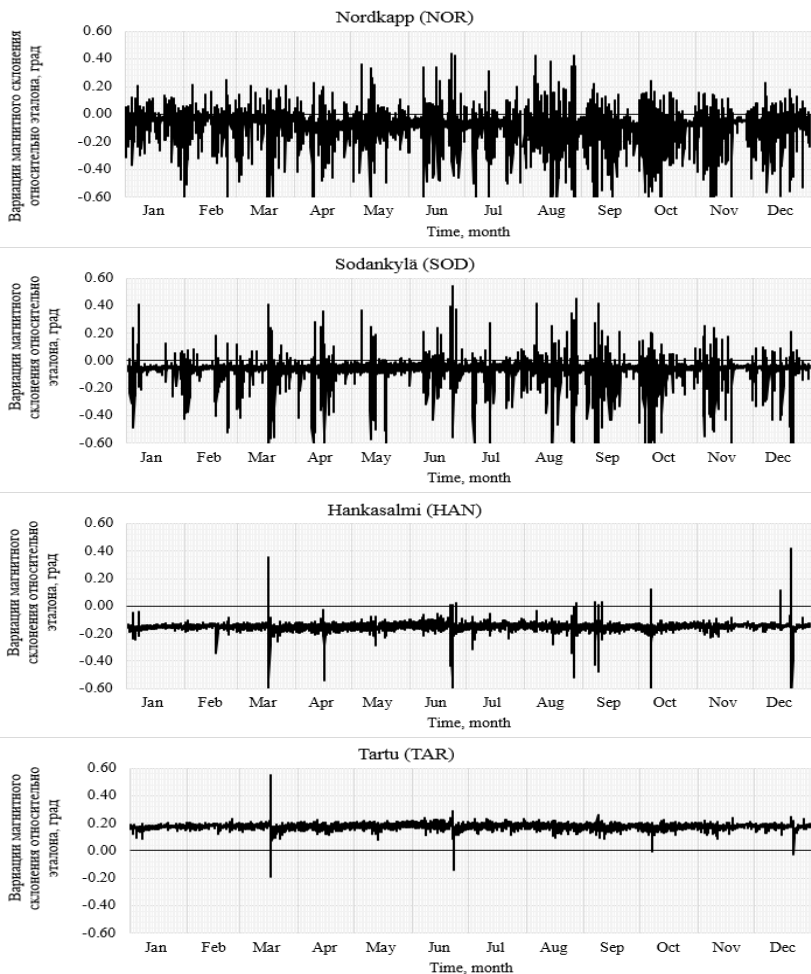


Рисунок 1. Вариации магнитного склонения относительно эталонных значений



*Рисунок 2. Вариации магнитного наклоения относительно эталонных значений*

Результаты показывают значительное увеличение амплитуды вариаций с увеличением широты.



## **Выводы**

Из анализа полученных результатов следует, что:

1. С увеличением широты наблюдается значительное повышение амплитуды вариаций магнитного склонения и магнитного наклона, возникающее вследствие уменьшения горизонтальной компоненты вектора напряжённости магнитного поля Земли, а также уменьшения в высоких широтах горизонтальной компоненты гравитационного поля Земли – центростремительного Кориолисова ускорения.
2. Бурение скважин в высоких широтах требует постоянного контроля геомагнитной активности во избежание превышения допустимой погрешности инклинометрических систем, которая может привести к возникновению аварии или к необходимости перебуривания части ствола скважины.
3. В некоторых случаях (к примеру в станции NOR) может присутствовать изначально высокий показатель погрешности по магнитному склонению, предположительно возникающий вследствие локальных геомагнитных аномалий.

## **Список литературы / References**

1. Цветков Г.А., Балуева Н.Ю., Костицын В.И. Повышение точности метрологического обеспечения инклинометрических измерений. Приборы и методы измерений. 2010. № 1. С. 95-98.
2. Воробьев А.В., Шакирова Г.Р., Иванова Г.А. Система принятия решения для гибридной инклинометрической системы на основе технологии картографического веб-сервиса. Фундаментальные исследования. 2015. № 5 (Ч. 2). С. 260-264
3. Гвишиани А.Д., Лукьянова Р.Ю. Оценка влияния геомагнитных возмущений на траекторию наклонно-направленного бурения глубоких скважин в арктическом регионе. Известия, Физика Земли. 2018. Т. 54. № 4. С. 554-564. DOI: 10.1134/S0002333718040051

**Обработка результатов измерения температуры (DTS) в паронагнетательной скважине при помощи термогидродинамического симулятора. Р.И. Рюков (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)**

## **Введение**

В настоящее время все большее внимание уделяется перспективности разработки месторождений высоковязкой нефти и природных битумов с использованием современных технологий. При применении тепловых МУН зачастую встречаются проблемы с электрическими датчиками, используемыми при кабельном каротаже. В условиях закачки, например, перегретого пара в скважину, электрические датчики не могут работать в течение длительного времени в связи с высокими



температурой и давлением, возникающей коррозией, геомагнитными и геоэлектрическими помехами. В таких скважинах используется волоконно-оптические датчики. Они нечувствительны к электромагнитным помехам и могут выдерживать экстремальные условия (высокие температуру и давление), сильные удары и вибрацию. В то же время они имеют возможность измерения распределенных параметров, в том числе температуры, вдоль всего кабеля с помощью периодического зондирования лазерным импульсом малой мощности. Метод базируется на комбинационном рассеянии света (эффекте Рамана) в оптическом волокне.

Исследование нагнетательных скважин с целью определения принимающих интервалов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС при контроле за разработкой на любом месторождении нефти и газа. Важной задачей при исследовании нагнетательных скважин является определение профиля приемистости и профиля притока. Учитывая трудности, связанные с определением профиля приемистости при закачке пара в скважину при наличии нескольких интервалов перфорации, необходимо использовать дополнительные инструменты обработки и интерпретации для подтверждения построенных профилей.

### **Метод (теория)**

Решением данной задачи может стать численное моделирование процесса закачки пара в скважину. В данной работе основным инструментом для получения профиля приемистости по результатам анализа скважинных данных (а именно результатов температурных измерений при помощи DTS) являлся термогидродинамический симулятор «Вычислительное ядро симулятора неизоотермических процессов в системе скважина–пласты», созданный на базе кафедры геофизики Уфимского университета науки и технологий.

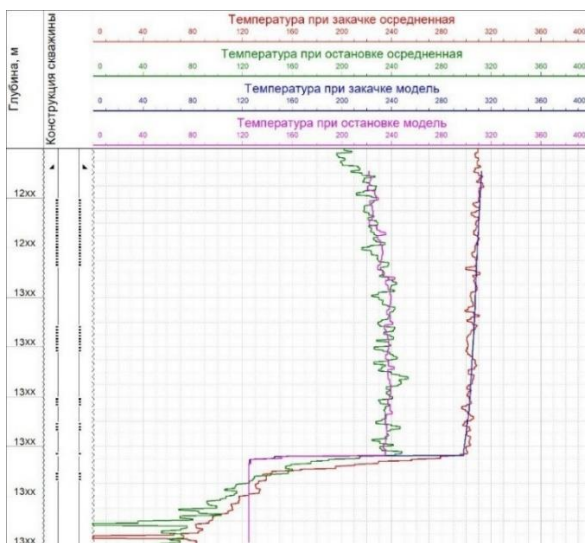
В октябре 2021 года были выполнены опытно-промышленные работы на трех скважинах месторождения Предуралья, характеризующегося присутствием высоковязких нефтей. Программа включала в себя регистрацию распределенного температурного поля по стволу скважины во время простоя с целью регистрации фоновой температуры, во время закачки и восстановления после остановки закачки пара с целью отслеживания динамики расформирования температурного поля в скважине. Измерение температурных полей производилось при помощи высокотемпературного оптоволоконного кабеля (DTS), прибора PPS-71 и точечных датчиков температуры на устье и забое скважины, а также датчика давления на устье скважины. Также во всех трех скважинах был оборудован термокейсинг, или НКТ, уменьшающая теплопотери при движении пара вдоль ствола скважины.



## Результаты расчетов

Расчеты основываются на результатах температурных измерений до, во время и после закачки пара. Вследствие значительного уровня флуктуаций первичных зарегистрированных в скважине температурных данных они были осреднены по времени в интервалах стабильной закачки. После этого выполнялись определение профиля приемистости на качественном уровне и анализ распределения температуры при нагнетании и после восстановления. Для построения детального профиля приемистости выполнялось дальнейшее моделирование на синтетических температурных кривых (см. рисунок 1).

После определения на качественном уровне разницы в величинах приемистости интервалов поглощения проведены количественные расчеты профилей приемистости. Даны рекомендации по проведению мероприятий для улучшения технического состояния обсадной колонны, для снижения теплопотерь при закачке теплоносителя и для увеличения приемистости.



**Рисунок 1.** Результаты моделирования температурного поля в скважине X (шифр кривых: красный – распределение температуры в скважине при закачке пара, зеленый – распределение температуры в скважине при остановке закачки, синий и фиолетовый – рассчитанные при помощи симулятора распределения температуры в скважине при закачке пара и после остановки закачки соответственно)





## **Выводы**

В результате обработки и интерпретации скважинных данных определен профиль приемистости и распределение температуры по стволу для 3-х паронагнетательных скважин во время закачки теплоносителя (перегретого пара). Сделаны выводы о герметичности термокейсинга, о работе интервалов перфорации, об условиях горизонтального теплопереноса к породам и потерях тепла, техническом состоянии обсадной колонны.

## **Список литературы / References**

1. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора (SPE-176589-RU) / Р.А. Валиуллин [и др.] // Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE. М.: публ. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2015. С. 1-24.
2. Количественная интерпретация нестационарных температурных данных в многопластовой скважине на основе температурных симуляторов (SPE-171233-RU) / Р.А. Валиуллин [и др.] // Материалы Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE по разведке и добыче. М.: публ. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2014. С. 1-25.
3. Fundamentals of Fluid Mechanics, 6th Ed. / B.R. Munson [et al.]. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons Inc, 2009. 783 p.
4. Kays W.M., Crawford M.E. Convective Heat and Mass Transfer, 3rd Ed. / New York, NY, USA: McGraw-Hill Science, 1993. 480 p.
5. Case History – Steam Injection Monitoring with Optical-Fiber-Distributed Temperature Sensing (SPE-127937-MS) / M.A. Batocchio [et al.] // SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. Utrecht, the Netherlands: Society of Petroleum Engineers (SPE) Publ. 2010. P. 1-9.

**Изучение информативности нейтронного каротажа в процессе бурения и в процессе проведения ГИС.** А.А. Сахапов, В.К. Мухутдинов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

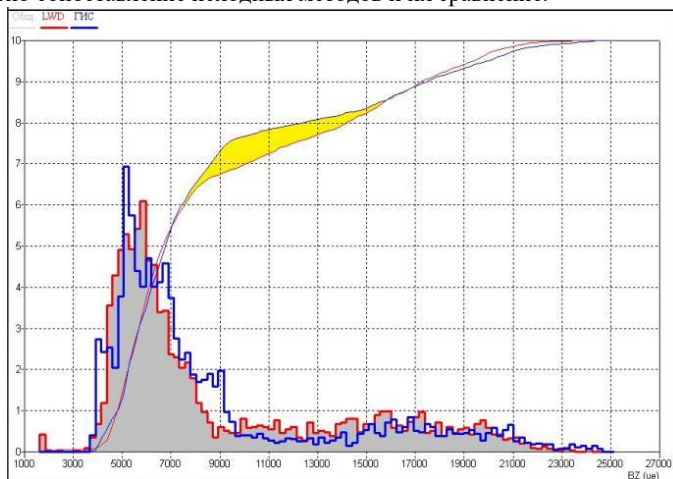
## **Введение**

В настоящее время технологии позволяют проводить каротаж непосредственно в процессе бурения “LWD – Logging while drilling”. Он включает в себя такой комплекс как: гамма каротаж, электрический каротаж сопротивлений (ВИКИЗ), ГГК-ЛП, 2ННК-т. Такой комплекс каротажа позволяет контролировать процесс бурения, вход в пласт, определение насыщения и плотности породы, определение литологии с включением каротажа ГТИ (газовый+шламограмма).



## Метод

Был рассмотрен пример скважины, в которой проводился каротаж LWD (Прибор - НПФ “Энергия”) и проведён ГИС (Прибор - АПРК-8). В данной скважине было выполнено сопоставление исходных методов и их сравнение.



*Рисунок 1. Сопоставление метода ННК при LWD и ГИС*

В плане определения водородосодержания приборы LWD и ГИС могут иметь отличия, так как показания ГИС завышаются. Показания нейтронного каротажа совпадают в интервалах неколекторов и отличаются в интервалах коллекторов. В процессе ГИС в пласт попадает фильтрат промывочной жидкости, что сказывается на показаниях ННК (показания повышаются).

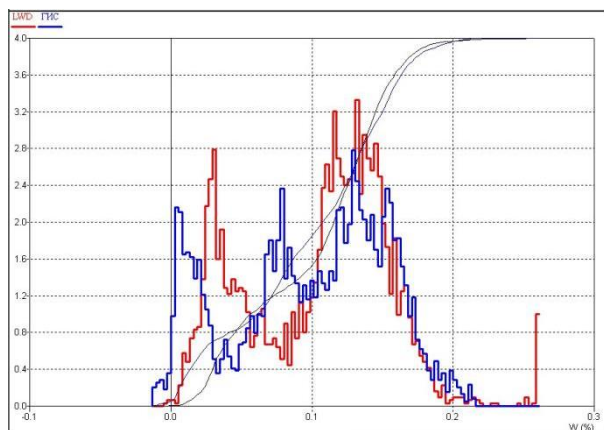


Рисунок 2. Сопоставление водородосодержания при LWD и ГИС

## Выводы

В результате данной работы проведен сравнительный анализ двух каротажей в скважине X. По результатам анализа можно выделить что, поправки и формулы для пересчета водородосодержания идентичны для ГИС и LWD. Поэтому можно утверждать, что предпочтительнее каротаж во время бурения. Плюсы:

1. Относительная дешевизна. В процессе бурения заказчик нуждается в телеметрическом сопровождении бурения, и доплатив N сумму он получает расширенный комплекс LWD, которого достаточно для определения фильтрационно-емкостных свойств.
2. Качество регистрации. При регистрации LWD нет поправок на растяжение кабеля, так как каротаж проводится на трубах, мера которых измеряется до бурения. Так же проводится одновременная привязка по гамма каротажу.
3. Вскрытие пласта с последующей регистрацией параметров. Нет влияния зоны проникновения, так как фильтрат бурового раствора не успевает попасть в пласт.

Из минусов можно выделить:

1. Регистрация не всего разреза, а только горизонтального участка скважины (с T1 до T3)
2. Неравномерная скорость регистрации, которая связана со скоростью бурения.

## Список литературы / References

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М., 2002.
2. Паспорт прибора 2ННК-ГГК-ЛП-LWD-121. – ООО “НПП Энергия”. 2018.



**Исследование теплового поля в скважине с заколонным перетоком при индукционном нагреве обсадной колонны\*.** Ф.Ф. Давлетшин, Р.З. Акчурин, Д.Ф. Исламов (ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»)

*\* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда по теме: «Разработка инновационной технологии на основе метода активной термометрии для решения задач экологии пресноводных горизонтов», соглашение № 23-17-20017 от 20 апреля 2023 г.*

## **Введение**

Одной из важных задач контроля за разработкой нефтегазовых месторождений является выявление источников обводнения продуктивных пластов, например, вследствие заколонных перетоков жидкости. Выявление заколонных перетоков важно также с точки зрения мониторинга состояния верхних пресноводных горизонтов: перетоки пластовых и закачиваемых в скважину вод по негерметичному пространству скважины снаружи обсадной колонны могут приводить к загрязнению пресноводных горизонтов. На сегодняшний день для определения заколонных перетоков наибольшее распространение получил метод высокочувствительной термометрии в комплексе с акустической шумометрией, импульсным нейтронным каротажем [1]. Вышеперечисленные методы обладают определенными недостатками. В частности, при традиционной термометрии температурный датчик расположен внутри обсадной колонны и регистрирует температуру флюида (газа или жидкости), находящегося внутри обсадной колонны. Это приводит к снижению чувствительности показаний термодатчика к тепловым процессам в заколонном пространстве.

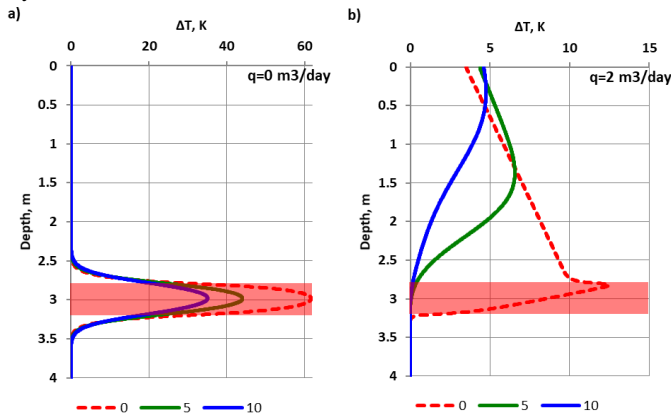
## **Метод (теория)**

В данной работе рассматривается применение технологии активной термометрии для выявления заколонных перетоков. Суть технологии заключается в создании искусственного теплового поля в скважине за счет скважинного индукционного нагревателя. Индуктор нагревает участок металлической обсадной колонны, благодаря конвекции и теплопроводности тепло передается флюиду в колонне и заколонном пространстве. Регистрация и анализ температурных возмущений, связанных с движением тепла за счет течения жидкости в заколонном пространстве, позволяет определять факт наличия заколонного перетока [2].

На рисунке 1 представлены результаты математического моделирования температурного поля с учетом и без учета заколонного перетока. Длительность индукционного нагрева принята 20 мин, мощность нагревателя 1 кВт, осуществляется нагрев обсадной колонны внутренним диаметром 127 мм и внешним диаметром 147 мм. Расход заколонного перетока 2 м<sup>3</sup>/сут, движение



жидкости внутри колонны отсутствует. Моделирование выполнено в инженерном пакете Ansys Fluent.



**Рисунок 1.** Температура обсадной колонны после окончания индукционного нагрева (а – без перетока, б – с перетоком), шифр кривых – время после остановки нагрева, мин

Признаками перетока (по результатам измерения температуры внутренней стенки колонны) являются: снижение разогрева колонны на участке нагрева, а также асимметрия температурных кривых относительно середины участка нагрева.

### Выводы

На основе результатов численного моделирования в инженерном пакете Ansys Fluent рассмотрено применение технологии активной термометрии для определения заколонных перетоков жидкости в верхние пресноводные горизонты. Показаны критерии, указывающие на наличие заколонного перетока жидкости по температурному полю.

### Список литературы / References

1. Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / А.М. Аслаян, И.Ю. Аслаян, Ю. С. Масленникова [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 6. – С. 52-59.
2. Nonisothermal Fluid Flow in a Well during Induction Heating of the Casing String / F.F. Davletshin, R.Z. Akchurin, R.F. Sharafutdinov, D.F. Islamov // Fluid Dynamics. – 2023. – Vol. 58, No. 4. – P. 586-597.



УФИМСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



При подготовке электронного издания использовались следующие программные средства:

- Adobe Acrobat – текстовый редактор;
- Microsoft Word – текстовый редактор.

Все права защищены. Книга или любая ее часть не может быть скопирована, воспроизведена в электронной или механической форме, в виде фотокопии, записи в память ЭВМ, репродукции или каким-либо иным способом, а также использована в любой информационной системе без получения разрешения от издателя. Копирование, воспроизведение и иное использование книги или ее части без согласия издателя является незаконным и влечет уголовную, административную и гражданскую ответственность.

*Научное издание*

## **ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ**

**Сборник научных статей  
по материалам IX Всероссийской молодежной  
научно-практической конференции  
(г. Уфа, 23 мая 2024 г.)**

*Электронное издание сетевого доступа*

*За достоверность информации, изложенной в статьях,  
ответственность несут авторы.*

*Статьи публикуются в авторской редакции*

Подписано к использованию 10.12.2024 г.  
Гарнитура «Times New Roman». Объем 10,75 Мб.  
Заказ 232.

*ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»  
450008, Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, 12.*

Тел.: +7-908-35-05-007  
e-mail: ric-bdu@yandex.ru