

ISSN 2074-2339

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

3-2016 [июль-сентябрь]

Выпуск 44

**18**

Морские нефтегазопромысловые сооружения в сейсмических районах

**22**

Опыт успешного применения технологии картирования коллектора на Лебединском месторождении

**28**

Закономерности развития перспективных карбонатных объектов в венд-кембрийском осадочном чехле южной части Сибирской платформы



**РОСНЕФТЬ**



# РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК  
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Миловидов В.Д.

(главный редактор)

Аржиловский А.В.

Байков В.А.

Басыров М.А.

Васильев В.В.

Гончаров И.В.

Давыдова Е.А.

Корнеева Г.А.

Кузнецов А.М.

Малышев Н.А.

Мальшаков А.В.

Рудяк К.Б.

Телин А.Г.

Тыщенко В.А.

Финагенов О.М.

Якимов С.Б.

Журнал по решению Высшей Аттестационной Комиссии Минобрнауки России включен в «Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук» (редакция от 1.12.2015 г.)

Журнал включен в международную реферативную базу данных CAS(pt) – Chemical Abstracts.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования

## СЕКРЕТАРИАТ

Хлебникова М.Э.

(ответственный секретарь редакционной коллегии)

Мамлеева Л.А.

### Адрес редакции:

115998, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1

При оформлении номера использованы фотографии ПАО «НК «Роснефть»

Сдано в набор 11.07.2016

Подписано в печать 14.09.2016

Тираж 1000 экз.

Цена свободная

### © ПАО «НК «Роснефть», 2016

Зарегистрирован Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия 01.06.2007 г. ПИ № ФС77-28481

При перепечатке материалов ссылка на «Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» обязательна

### Отпечатано в ООО «Август Борг»

107497, РФ, г. Москва, ул. Амурская, 5

Научное редактирование статей и prepress  
ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»  
115998, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1

[www.oil-industry.ru](http://www.oil-industry.ru)

3-2016 [июль-сентябрь]  
Выпуск 44

## СОДЕРЖАНИЕ

### ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, КАДРЫ

#### 3 Тимонов А.В., Басыров М.А., Хасанов И.Ш.

Организация комплексной системы нормирования, планирования и учета фактических трудозатрат на создание проектно-технологической документации на разработку месторождений

### СТАНДАРТИЗАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

#### 6 Петровский М.А., Аграфенин С.И.

О концепции технического регулирования в нефтегазовой отрасли

#### 14 Петровский М.А.

О формировании системы технического регулирования Таможенного союза

#### 18 Финагенов О.М.

Морские нефтегазопромысловые сооружения в сейсмических районах

### ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

#### 22 Ведерников Н.Е., Харлов А.Н., Богатов В.И., Большев Е.А., Леонтьев Д.С., Чепрасов А.В.

Опыт успешного применения технологии картирования коллектора на Лебединском месторождении

#### 28 Гайдук А.В., Каширина Е.Г., Редькин Н.А., Данько Е.А., Филичев А.В., Петров А.Н.

Закономерности развития перспективных карбонатных объектов в венд-кембрийском осадочном чехле южной части Сибирской платформы

#### 32 Елисеева Л.Д., Стунжа Г.С., Шмыгля К.О., Бovyкин А.А.

Применение нового концептуального подхода к использованию данных ГИС в горизонтальных и сильно искривленных скважинах

#### 38 Немирович Т.Г., Серкин М.Ф., Вилесов А.П.

Вторичная пустотность карбонатных отложений и ее роль в анизотропии проницаемости горных пород

**44** **Гайдук А.В., Фомин А.Е., Твердохлебов Д.Н., Батищева А.М., Митюков А.В., Филичев А.В.**

Выявление перспективных на нефть и газ объектов в подсолевом карбонатном комплексе Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам переобработки и переинтерпретации архивных данных МОГТ-2D

**49** **Бокарёв А.Ю., Ризванов М.Дж.**

Особенности интерпретации данных геофизических исследований LWD в горизонтальных скважинах в условиях тонкой слоистости

**58** **Стрельцова К.А., Колесников В.А., Терешкин В.В., Хамитов И.Г., Манасян А.Э., Папухин С.П.**

Уточнение границ распространения ангидритового плато на юго-востоке Самарской области

## **БУРЕНИЕ И ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН**

**63** **Повалихин А.С., Близнюков В.Ю.**

Особенности формирования внутрипластовых нефтепромысловых систем на основе технологии горизонтального бурения

**68** **Семин А.В., Чуркин О.А., Киекбаев А.А.**

Результаты промыслово-технологических испытаний ударного винтового забойного двигателя

## **РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**71** **Питюк Ю.А., Давлетбаев А.Я., Мусин А.А., Марьин Д.Ф., Ковалева Л.А., Мумбер П.С.**

Приближенная оценка фильтрационных параметров ближней зоны пласта нагнетательных скважин на основе анализа температурных данных

**77** **Марьин Д.Ф., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С.**

Автоматизированный анализ гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин как инструмент быстрого поиска источников обводнения низкопроницаемых коллекторов с развитием трещин автоГРП

## **СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ**

**83** **Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П., Куряев С.В., Голубь И.М., Колпаков М.А.**

Исследование закономерностей деградации подачи установок электроцентробежных насосов при эксплуатации скважин Самотлорского месторождения

## **ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

**88** **Онегова Ю.С., Деев О.А.**

Автоматизация процесса разработки и согласования смет и калькуляций в нефтесервисных предприятиях

**92** **Рефераты**

# Организация комплексной системы нормирования, планирования и учета фактических трудозатрат на создание проектно-технологической документации на разработку месторождений

А.В. Тимонов, к.т.н., М.А. Басыров, к.т.н., И.Ш. Хасанов, к.э.н.  
(ПАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** трудозатраты, проектно-технологическая документация на разработку месторождений  
**Key words:** labor costs, the project design specifications on field development

**Адрес для связи:** I\_khasanov@rosneft.ru

## Введение

Разработка месторождений согласно требованиям законодательства в области недропользования ведется в соответствии с проектно-технологической документацией (ПТД). В рамках данной документации определяется система разработки месторождений, устанавливаются уровни добычи, объемы основных геолого-технических мероприятий (ГТМ), детализируется программа исследований.

Проектирование является неотъемлемой частью процесса разработки месторождений, а ПТД – основой для производственного и инвестиционного планирования, текущего мониторинга разработки месторождений и формирования долгосрочной стратегии компании.

В рамках подготовки ПТД в ПАО «НК «Роснефть» ежегодно выполняется и согласовывается в государственных органах более 200 проектно-технологических документов. Организацией и координацией деятельности дочерних обществ по планированию и выполнению ПТД занимается Департамент разработки месторождений Центрального аппарата управления компании (ЦАУК), который формирует план подготовки ПТД по месторождениям компании, включающий перечень конкретных месторождений, типы необходимых ПТД, сроки и стоимость работ.

При этом продолжительность подготовки ПТД зависит от геолого-технологических параметров месторождений и объемов необходимых работ, которые формируют трудозатраты на подготовку ПТД.

От корректности определения трудозатрат зависят требуемая численность кадров и объемы финансирования работ по подготовке ПТД, включаемые в бизнес-планы дочерних обществ. Задача по корректному определению трудозатрат предполагает системную работу по следующим направлениям:

- методическое сопровождение;
- планирование трудозатрат;
- учет фактических трудозатрат;
- контроль выполнения плановых трудозатрат.

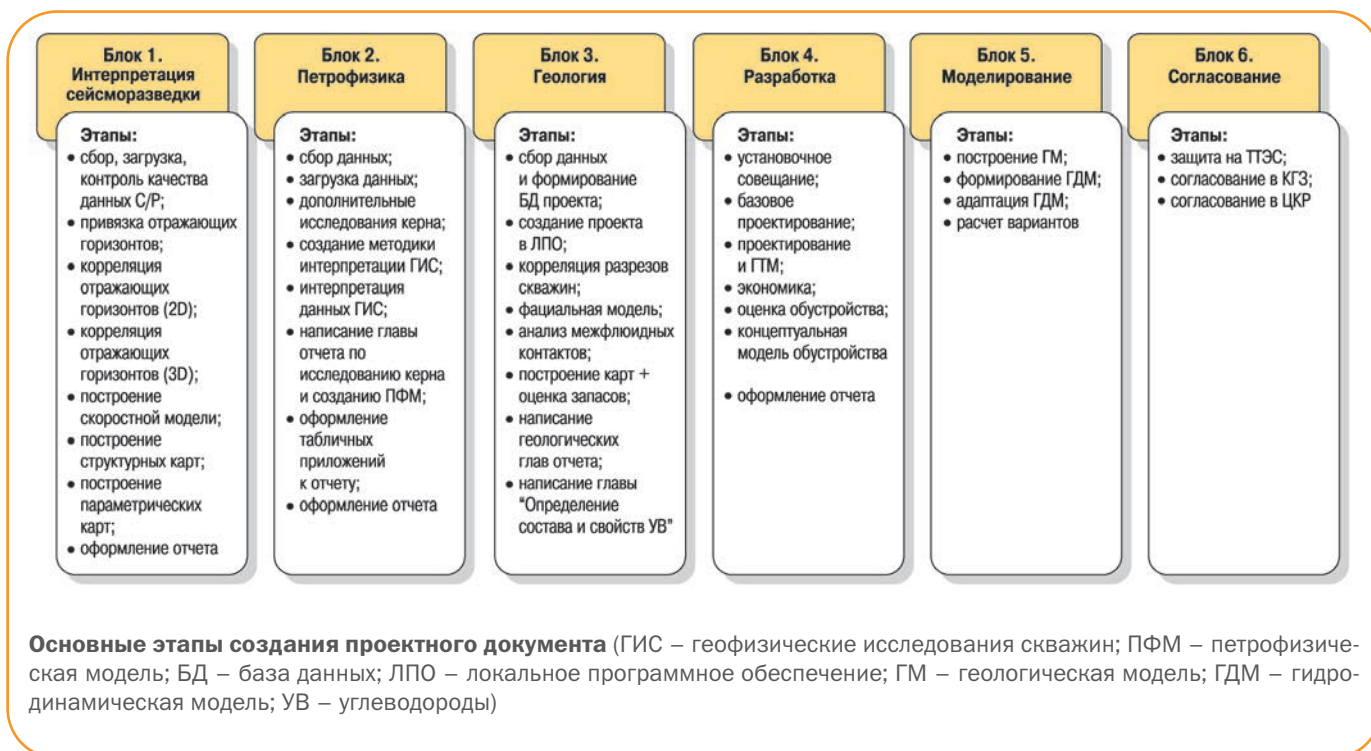
## Методическое сопровождение

Основным инструментом, регулирующим формирование плановых трудозатрат, является локально-нормативный документ «Методические указания по расчету трудозатрат на создание проектно-технологической документации на разработку месторождений, интегрированных проектов, подсчетов запасов и технико-экономических обоснований коэффициента извлечения нефти (ПТД, ИПР, ПЗ и ТЭО КИН)» (далее – методика). Данный документ действует с 02.11.07 г. и актуализируется по мере изменения требований государственных органов.

Основные положения методики заключаются в следующем.

Методика:

- устанавливает единые правила расчета трудозатрат на подготовку ПТД, ИПР, ПЗ и ТЭО КИН;
- определяет порядок расчета трудозатрат по каждому этапу работ (см. рисунок) и итоговых трудозатрат.



В зависимости от типа проектной документации по каждому блоку могут либо полностью, либо частично исключаться определенные этапы работ.

Основной трудозатрат являются параметры месторождения (число пробуренных скважин, пластов и объектов разработки, остаточные извлекаемые и балансовые запасы и др.).

За период существования методика дважды актуализировалась в связи с изменением требований, предъявляемых к выполняемым работам, а также вследствие внедрения дополнительных процессов, обусловленных производственной необходимостью. Методика была дополнена, во-первых, правилами и формулами для расчета плановых трудозатрат на сопровождение и экспертизу субподрядных работ в зависимости от параметров проектируемого месторождения, во-вторых, расчетом трудозатрат на загрузку ПТД в корпоративный банк данных. Кроме того, были введены интервалы изменения пони-

жающих коэффициентов (коэффициентов дифференциации).

Понижающие коэффициенты, используемые в предыдущих версиях методики при расчете трудозатрат для каждого этапа разработки месторождений, указывались в виде фиксированных значений (0; 0,2; 0,3 и 1), которые не учитывали наличие информации от предыдущего проекта (см. таблицу).

В актуализированную версию были внесены гибкие коэффициенты дифференциации от 0 до 1, которые обеспечили гибкость методики по отношению к наличию новых данных или обновленной интерпретации информации, полученной после подготовки предыдущего проекта; наличию оцифрованной базы качественных данных по проекту/блоку/этапу; требуемой детальности проработки (качества) отдельных этапов работ; требуемой срочности выполнения работ; прочим условиям (см. таблицу).

Блок «Геология»	Понижающие коэффициенты			Коэффициенты дифференциации		
	ПТД	ИПР	ПЗ и ТЭО КИН	ПТД	ИПР	ПЗ и ТЭО КИН
Сбор данных и формирование БД проекта	0,3	0,3	1,0	0,01-0,3	0,01-0,3	0,01-1,0
Создание проекта в ЛПО компании (загрузка данных для моделирования)	0,3	0,3	1,0	0,01-0,3	0,01-0,3	0,01-1,0
Корреляция разрезов скважин	0,2	0,0	1,0	0,01-0,2	0,0	0,01-1,0
Анализ межфлюидных контактов	0,2	0,0	1,0	0,01-0,2	0,0	0,01-1,0
Фациальная модель	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,01-1,0
Построение карт + оценка запасов	1,0	0,1	1,0	0,01-1,0	0,01-0,1	0,01-1,0
Написание геологических глав отчета	0,3	0,3	1,0	0,01-0,3	0,01-0,3	0,01-1,0
Написание главы отчета «Определение состава и свойств УВ»	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,01-1,0

## Планирование трудозатрат

Следующим направлением деятельности при комплексном подходе к организации работ по планированию создания ПТД является планирование трудозатрат.

Планирование трудозатрат проводится по утвержденной методике. Трудозатраты, рассчитываемые в рамках методики, являются максимально возможными. При этом если существует возможность создать проектный документ, используя меньшие трудозатраты, чем заложены в методике, то в данном случае трудозатраты могут быть уменьшены на основе ресурсного плана, составляемого главным инженером проекта либо бюро главных инженеров проектов.

## Учет фактических трудозатрат

Наиболее трудоемким и сложным в реализации является учет фактических трудозатрат.

С целью обеспечения своевременного учета и контроля Департаментом разработки месторождений и дочерними обществами времени, затраченного на выполнение проектов, сотрудники дочерних обществ периодически вводят во внутреннюю электронную систему общества информацию о фактически отработанном времени по проекту.

Помимо этого, вводится время, затраченное на следующие виды работ, доля которых в фонде рабочего времени не превышает 10 %:

- обучение, участие в конференциях и спортивных мероприятиях;
- рассмотрение и согласование нормативных документов, внутренний менеджмент качества;
- подготовка и плановая аттестация (проверка знаний) по охране труда;
- производственные совещания, которые нельзя отнести на конкретный проект;
- разовые поручения, подготовка отчетности, внутренние совещания;
- сверхурочные работы по проекту;
- нахождение в командировке по проекту;
- внутренние проекты.

Более подробная инструкция для учета фактических трудозатрат приведена во внутренних локальных нормативных документах компании и дочерних обществ.

Одной из контрольных точек учета фактических трудозатрат является сравнение с данными, получаемыми от пропускной системы о присутствии сотрудника на территории общества.

Фактические трудозатраты по выполняемым проектам используются в бухгалтерском учете дочерне-

го общества для распределения управленческих расходов между проектами и для консолидации фактических трудозатрат по проектам в Департаменте разработки месторождений и дочерних обществах.

## Контроль выполнения плановых трудозатрат

Основной целью учета фактических трудозатрат является контроль выполнения плана по трудозатратам. Для этого в ПАО «НК «Роснефть» организована ежеквартальная консолидация отчетности дочерних обществ по фактическим трудозатратам, которая позволяет контролировать выполнение плановых трудозатрат по проекту; проводить сравнительный анализ привлечения специалистов различной специализации к проектам-аналогам; выполнять прочие аналитические расчеты для принятия управленческих решений.

На основе отчетности формируется база данных фактических трудозатрат по каждому проекту, выполняемому силами дочерних обществ компании. Результаты сравнительного анализа расчетных и фактических данных по проектам планируется использовать при очередной актуализации методики.

## Заключение

Комплексный подход к системе нормирования, планирования и учета фактических трудозатрат на создание проектной документации, реализованный в Департаменте разработки месторождений, позволяет повышать эффективность планирования объемов работ, оптимизировать сроки подготовки ПТД и бюджеты дочерних обществ в части проектирования разработки месторождений.

## Список литературы

1. *Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья* (утверждены распоряжением Минприроды России от 18.05.16 г. №12-р).
2. *ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.* – М.: Стандартинформ, 2010.

## References

1. *Temporary guidelines for the preparation of the technical project of hydrocarbon fields development* (approved by order no. 12-r of the Ministry of Natural Resources of Russia, 18.05.2016).
2. *ГОСТ Р 53713-2009, Oil and gas-oil fields. Rules of development.*

## О концепции технического регулирования в нефтегазовой отрасли

М.А. Петровский, к.ф.-м.н. (ПАО «НК «Роснефть»),  
С.И. Аграфенин, к.т.н. (АО «Гипровостокнефть»)

**Ключевые слова:** нефтяная и газовая промышленность, углеводородная продукция, технологическая инфраструктура, стандарты организации, национальные и региональные стандарты, своды правил, технические регламенты  
**Key words:** petroleum and natural gas industries, hydrocarbon products, technological infrastructure, standards of organization, national and regional standards, codes of practice, technical regulations

**Адрес для связи:** Sergey.Agrafenin@Giprovostokneft.ru

### Введение

Ответ на часто задаваемый вопрос «Для чего необходимо техническое регулирование и стандартизация в нефтегазовой отрасли» можно найти в Соглашении ВТО по техническим барьерам в торговле (ТБТ) [1] и законах о техническом регулировании (стандартизации), принятых в странах-членах Евразийского экономического союза (ЕАЭС) [2–7].

Однако для применения и реализации этих законов в нефтегазовой отрасли требуется решить еще много задач и снять немало вопросов. Одним из таких вопросов является определение объекта технического регулирования для нефтегазовой отрасли. В законах [2–7] даны лишь обобщенные формулировки. Например, в законе №183-ФЗ «О техническом регулировании» приводится следующее определение продукции – «продукция – результат деятельности, представленный в материально-вещественной форме и предназначенный для дальнейшего использования в хозяйственных и иных целях».

В нефтегазовой отрасли для целей технического регулирования можно выделить следующие типы продукции:

- углеводородная продукция добывающих и перерабатывающих предприятий;
- технологическая инфраструктура для добычи, переработки, транспортировки, хранения, реализации углеводородов;
- иная продукция (по согласованию заинтересованных сторон).

### Особенности технического регулирования в области углеводородной продукции

В результате дебатов экспертов РФ и стран-членов ЕАЭС заинтересованные стороны смогли согласовать единый взгляд на объекты и техническое регулирование для углеводородной продукции нефтегазовой отрасли [8]. В отношении перечня продукции (далее – Перечень) [8] устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза. Перечень включает следующие объекты технического регулирования:

- бензины, дизельное и судовое топливо, топливо для реактивных двигателей и топочный мазут;
- сжиженные углеводородные газы для использования в качестве топлива;
- смазочные материалы, масла и специальные жидкости;
- газ горючий природный, подготовленный к транспортированию и (или) использованию;
- нефть, подготовленная к транспортированию и (или) использованию.

Для каждого объекта технического регулирования из Перечня разработан технический регламент Таможенного союза. Для каждого технического регламента предусмотрены две группы региональных (национальных) стандартов: с требованиями к углеводородной продукции и с требованиями к процедурам (методам) оценки (подтверждения) соответствия. Последняя совместно с международным стандартом ISO 29001 (ANSI/API Q1) формирует ос-

нову для стандартизации системы менеджмента качества организаций-изготовителей, поставщиков углеводородной продукции.

Следует отметить, что любая углеводородная продукция из Перечня как объект технического регулирования по своим свойствам однородна, состоит из подобных частей и не делится на разнородные составные части и элементы. Кроме того, углеводородная продукция из Перечня – результат производственной деятельности нефтегазовых добывающих и перерабатывающих предприятий, которые в большинстве случаев входят в состав нефтегазовых вертикально интегрированных компаний (ВИНК). Оба этих фактора позволили заинтересованным сторонам (ВИНК, покупателям углеводородной продукции и государственным органам стран-членов ЕАЭС), а также экспертам сравнительно быстро (в течение нескольких лет) договориться на национальном и региональном уровнях и прийти к окончательному взаимопониманию в отношении объектов и модели технического регулирования для углеводородной продукции добывающих и перерабатывающих предприятий отрасли.

В результате в отрасли сложилась двухуровневая модель технического регулирования для углеводородной продукции: 1) технический регламент для каждого вида продукции (объекта регулирования из Перечня); 2) национальные (региональные) стандарты, предъявляющие требования к продукции и методам оценки (подтверждения) соответствия.

Некоторые спорные вопросы еще сохранились, но в процессе совместной работы решаются. Основное направление деятельности по техническому регулированию для углеводородной продукции переместилось на разработку, согласование содержания технических регламентов Таможенного союза и документов по стандартизации (региональных / национальных). Первоочередной задачей является приведение стандартов организаций (корпоративных документов) в соответствие с разрабатываемыми региональными (национальными) документами по стандартизации и техническими регламентами Таможенного союза для углеводородной продукции.

## **Особенности технического регулирования в области технологической инфраструктуры**

В области технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения продолжают оставаться острые споры и обсуждения заинтересованных сторон, а также экспертов как внутри РФ, так и между странами-членами ЕАЭС как по объектам, так и по моделям тех-

нического регулирования и другим смежным вопросам. Стороны далеки от окончательного взаимопонимания и получения законченных результатов по рассматриваемым вопросам. Это связано с тем, что в отличие от углеводородной продукции технологическая инфраструктура систем нефте- и газоснабжения в любом сегменте (upstream, midstream, downstream) как объект технического регулирования представляет собой совокупность объектов капитального строительства. При этом каждый из объектов технологической инфраструктуры состоит из разнородных составных частей и элементов, производство которых сосредоточено между ВИНК и другими компаниями как на территории ЕАЭС, так и вне его. Лоббистская деятельность разных групп отечественных и зарубежных изготовителей, строителей, поставщиков составных частей, элементов объектов технологической инфраструктуры, разобщенность действий руководства и пассивность ВИНК в ЕАЭС в рассматриваемом направлении затягивают решение задач технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения. Например, до сих пор не завершена единая систематизация объектов технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения для целей технического регулирования.

В Российской Федерации в результате реформы технического регулирования возникла и сохраняется уникальная ситуация, когда национальные нормы и правила для нефтегазовой технологической инфраструктуры и гражданских объектов (жилых и административных зданий, объектов социально-культурного и коммунально-бытового назначения) урегулированы единым нормативным правовым актом – федеральным законом № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений». Такая ситуация отражает интересы строительных организаций и ведомств. В Российской Федерации отсутствует специализированное техническое регулирование для технологической инфраструктуры нефтегазовой отрасли, развитое в передовых странах мира и имевшее место в СССР. По мнению авторов, преемственность отечественных традиций следует сохранить в рамках нового технического законодательства Российской Федерации и ЕАЭС.

В рамках ФЗ № 384-ФЗ объекты нефтегазовой технологической инфраструктуры упрощенно рассматриваются как строительные конструкции и сооружения. Строительное лобби пытается распространить сложившуюся ситуацию на уровень ЕАЭС (Таможенного союза).



Применение № 384-ФЗ к объектам как гражданского строительства, так и нефтегазовой инфраструктуры приводит к следующим негативным последствиям для нефтегазовой отрасли:

– на национальном уровне:

- бессистемность и/или неадекватность упрощенных требований к объектам нефтегазовой технологической инфраструктуры, в том числе неадекватность идентификации технологических объектов (их составных частей, элементов) и процедур (методов) оценки/подтверждения их соответствия; существенные задержки в актуализации требований;

- принятие несбалансированных национальных нормативных документов (СНиП и др.), ориентированных на интересы строительных организаций и/или поставщиков (изготовителей) оборудования, что в результате приводит к предоставлению им нормативных, а в итоге и финансовых преимуществ;

- формирование на национальном уровне запретительной системы регулирования применительно к нефтегазовой технологической инфраструктуре (все, что не разрешено, запрещено);

- формирование барьеров (в том числе административных) для внедрения технологических инноваций и распространения передового опыта в отрасли;

- отсутствие отраслевой политики технического регулирования в отношении нефтегазовой технологической инфраструктуры с применением наилучших доступных технологий, передового опыта, маркетинга инноваций и новых стандартов;

– на уровне нефтегазовых компаний:

- индивидуальность почти каждого проекта для объектов технологической инфраструктуры, повышение капиталоемкости и сроков реализации проектов;

- дополнительные временные и финансовые затраты на получение различных разрешений при необходимости утверждения разнообразных СТУ/ОБО при отступлении от действующих строительных упрощенных требований;

- затруднение или невозможность внесения в национальные регулирующие документы (СНиП и др.) новых технологических решений, опробованных на практике, но не соответствующих действующим упрощенным строительным требованиям к объектам технологической инфраструктуры, как следствие – сдерживание внедрения инноваций и снижение конкурентоспособности предприятий, использующих технологические инновации в отрасли;

- повышенный риск ошибок при проектировании и оценке (подтверждения) соответствия объектов

(составных частей и элементов) технологической инфраструктуры, в результате – повышенный риск аварий (инцидентов) на технологических объектах при их эксплуатации.

По мнению авторов, негативные последствия сложившейся ситуации можно устранить за счет реализации следующих мероприятий.

- Включение нефтегазовой технологической инфраструктуры в законодательное поле технического регулирования ЕАЭС путем внесения «инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения» в Единый перечень продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза (ЕАЭС). Подобный механизм был успешно применен при решении схожих проблем технологической инфраструктуры (железнодорожной, автодорожной, метрополитена).

- Разработка в соответствии с Единым перечнем продукции технического регламента Таможенного союза «Требования к инфраструктуре систем нефте- и газоснабжения», а также взаимосвязанных с техническим регламентом сводов правил и национальных (региональных) стандартов для объектов, составных частей и элементов технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения.

Таким образом, для всех сегментов технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения (upstream, midstream, downstream), по мнению авторов, может быть предложена трехуровневая модель технического регулирования (рис. 1).

Для всех сегментов технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения создается единый компактный технический регламент (первый



уровень); второй уровень подразумевает принятие сводов правил для каждого сегмента инфраструктуры; третий уровень – это национальные (региональные) стандарты с требованиями к составным частям и элементам объектов технологической инфраструктуры и методам оценки (подтверждения) их соответствия. Эти стандарты могут быть приняты и использованы предприятиями в качестве стандартов организаций.

Так же как для регулирования в области углеводородной продукции, группа стандартов с требованиями к процедурам (методам) оценки (подтверждения) соответствия совместно с международным стандартом ISO 29001 (ANSI/API Q1) формирует основу для стандартизации системы менеджмента качества организаций-изготовителей, поставщиков продукции – составных частей и элементов объектов технологической инфраструктуры.

Применению трехуровневой модели технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения в ЕАЭС способствуют следующие обстоятельства:

1) понятие (термин) «технологическая инфраструктура» введено в деловой оборот и получило правовой статус со вступлением в силу в 2015 г. Договора о Евразийском экономическом союзе [2];

2) система газоснабжения определена в ФЗ № 69 «О газоснабжении в Российской Федерации»;

4) члены Евразийского экономического союза обязались гармонизировать национальные нормы и правила функционирования технологической инфраструктуры для нефтегазовой отрасли согласно Договору о Евразийском экономическом союзе;

5) понятие (термин) «региональный свод правил» впервые введено в деловой оборот и получило правовой статус со вступлением в силу ФЗ № 162 «О стандартизации».

По мнению авторов, следующим шагом должно стать включение понятия (термина) «региональный свод правил» в перечень документов (региональных) стандартизации в Договор о Евразийском экономическом союзе.

В случае принятия в отрасли единой модели (концепции) технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения можно будет перейти к координации и целенаправленной деятельности компаний по разработке (актуализации) документов стандартизации: сводов правил, национальных (региональных) стандартов для объектов, составных частей и элементов технологической инфраструктуры.

## Свод правил

Одними из ключевых документов в рассматриваемой трехуровневой модели технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения являются своды правил. Они предназначены в первую очередь для проектировщиков технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения. Свод правил увязывает требования к объектам, составным частям и элементам технологической инфраструктуры в их жизненном цикле и функционально определяет технологическую взаимосвязь и техническую совместимость объектов, составных частей и элементов технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения.

В рамках предложенной трехуровневой модели технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения первым документом стал проект свода правил по обустройству месторождений нефти на суше, разработанный группой специалистов АО «Гипровосток-нефть» и других нефтегазовых компаний в 2014–2016 гг. для Минэнерго РФ. Также ими был разработан перечень национальных, региональных стандартов под этим сводом правил. В настоящее время проект свода правил проходит процедуру согласования и утверждения в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 1.07.2016 г. «Правила разработки, утверждения, опубликования, изменения и отмены сводов правил».

В разработанном проекте свода правил впервые введен в деловой оборот и получил правовой статус для технического регулирования термин «объект технологической инфраструктуры обустройства месторождений нефти на суше» и проведена систематизация объектов технологической инфраструктуры обустройства месторождений нефти на суше. Впервые в одном документе и с единых позиций рассмотрены объекты как подземной, так и наземной технологической инфраструктуры обустройства месторождений нефти на суше. В проекте свода правил применены метод прямых ссылок с твердой идентификацией на известные и проверенные практикой стандарты и метод косвенных ссылок на стандарты, в случаях, где это необходимо. Также в документе рассмотрены вопросы оценки соответствия составных частей и элементов объектов технологической инфраструктуры, включая контроль системы менеджмента качества организаций-изготовителей, поставщиков продукции, – составных частей и элементов объектов технологической инфраструктуры.

Для того чтобы в процессе реформы технического регулирования сохранить преемственность в проектировании и реализации обустройства месторождений нефти на суше, проект свода правил был встроен в действующую систему нормативных документов, к которым относятся следующие законы:

– ФЗ № 384 от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».– базовый документ для проектирования объектов обустройства месторождений нефти на суше;

– ФЗ № 123 от 21.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– ФЗ № 116 от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», к которым относятся, как правило, объекты обустройства.

В соответствии с ч. 4 ст. 6 ФЗ № 384 сформирован перечень национальных стандартов и сводов правил, обязательных для выполнения. В настоящее время – это перечень №1521, определенный Постановлением Правительства РФ от 26.12.2014.

Действующие нормативные документы, либо их части, не включенные в перечень №1521, включены в Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ФЗ № 384, утвержденный приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.03.2015 №365 (далее – перечень № 365) ФЗ № 123.

Соответственно для поддержания ФЗ № 123 приказом Росстандарта от 16.04.2014 №474 утвержден «Перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ФЗ № 123» (далее – перечень № 474).

В соответствии с ФЗ №116 вышел приказ Ростехнадзора от 13.01.2015 РФ №5 «Об утверждении перечня нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору» (далее – перечень № 5).

Таким образом, проектирование объектов обустройства месторождений нефти должно соответствовать требованиям нормативно-технической документации (НТД) обязательного применения (перечень №1521), добровольного применения (перечень №365), а также НТД перечней № 474 и № 5.

Рассмотрим состав документов в перечнях.

*Перечень №1521* включает 76 документов: 6 – регламентирующие работу объектов нефтяной и газовой промышленности; 13 – общестроительные кон-

струкции и сопровождающие процессы; 10 – вспомогательные объекты и процессы; 3 – инженерные изыскания и строительную климатологию. Остальные 44 документа не имеют отношения к объектам нефтяной и газовой промышленности.

К документам, регламентирующим работу объектов нефтяной и газовой промышленности, относятся:

1) СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. (актуализированная редакция СНиП42-01-2002);

2) СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. (СНиП 2.04.12-86);

3) СП 123.13330.2012. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки (СНиП 34-02-99);

4) СП 125.13330.2012. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов (СНиП 2.05.13-90);

5) СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (СНиП III-42-80);

6) СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (СНиП 2.05.06-85\*).

Из них только СП 33.13330.2012 и СП 123.13330.2012 можно использовать для объектов обустройства нефтяных месторождений.

Перечень № 365 представлен 283 документами, в том числе из перечня №1521. Из документов, регламентирующих объекты нефтяной и газовой промышленности, в перечень включены 1) ГОСТ 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов; 2) ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии; 3) СНиП 8.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

Все эти документы могут использоваться при обустройстве месторождений нефти.

Перечень № 474 включает 230 документов, из которых только один имеет прямое отношение к объектам нефтяной и газовой промышленности – СП 231.1311500-2015. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

Перечень №5 предназначен для информирования о нормативных правовых документах, действующих в установленной сфере деятельности Ростехнадзора. Раздел 2.6 «Объекты нефтегазодобывающей промышленности» содержит 11 документов, в том числе основной – ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и пять документов о безопасном строительстве и эксплуатации скважин.

Таким образом, для проектирования объектов обустройства месторождений в рассмотренных списках присутствуют следующие документы, регламентирующие непосредственно процессы и объекты обустройства:

- два документа обязательного применения (Постановление Правительства);
- три документа добровольного применения (Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии);
- один документ МЧС (Росстандарт);
- шесть документов по безопасности (Ростехнадзор).

Данных документов явно недостаточно для нормативного обеспечения проектирования объектов и процессов обустройства месторождений нефти.

Неприменение НТД из перечня № 365 не считается несоблюдением требований технических регламентов, но для выполнения принципа технического регулирования по оценке соответствия объекта требованиям необходимо вместо НТД из перечня № 365 применять аналогичные действующие документы (предварительные национальные стандарты, стандарты организаций или иные документы). Кроме того, рекомендуется включать данные документы в задание на проектирование.

На практике данное положение используется не столько для замены документов, сколько для восполнения «белых пятен» в рассмотренных перечнях.

Компании «Газпром» и «Транснефть» используют собственную базу стандартов по областям деятельности на своих объектах, но применять эти стандарты на других объектах без разрешения компаний нельзя.

Обустройством и эксплуатацией нефтяных месторождений занимается достаточно много компаний. При этом отсутствует централизованная база нормативных документов, дополняющих перечни в области обустройства месторождений нефти. Вследствие этого компании используют неактуализированные неотмененные документы (в основном Миннефтепрома СССР, разработанные в 70-90-х годах XX века), не имеющие аналогов в перечнях.

Однако применение «устаревших» документов нарушает другой принцип технического регулирования – соответствие уровню развития материально-технической базы и научно-технического обеспечения.

При разработке проекта свода правил использован нормативный документ Миннефтепрома СССР ВНТПЗ-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта и подготовки нефти газа и воды нефтяных месторождений», разработанный в Гипровостокнефти в начале 80-х годов

XX века в соответствии с материально-технической базой и научно-техническим развитием 70-х годов.

Главная задача при встраивании проекта свода правил в действующую систему нормативно-правового регулирования – систематизировать (объединить) и актуализировать (переработать) требования к проектированию объектов обустройства месторождений нефти и отразить взаимодействие с общепромышленными нормативными документами и требованиями экологической и промышленной безопасности.

Содержание свода правил представлено на рис. 2.

Первые пять разделов формально соответствуют требованиям по разработке нормативных документов.

Разделы 7 и 8 по большей мере информационные и включены в связи с наличием подобных разделов в проектной документации.

Раздел 9 рекомендует использовать современные возможности моделирования на объектах обустройства месторождений нефти на различных этапах реализации.

Раздел 10 раскрывает принцип технического регулирования по оценке соответствия объектов и продукции.

Основным является раздел 6 (см. рис. 2), сформированный по принципу последовательности технологических и вспомогательных процессов, обеспечивающих реализацию обустройства, и технологической последовательности объектов, обеспечивающих функционирование процессов. Подобный принцип изложения удобен для пользователей.

Впервые в одном документе одновременно представлены процесс извлечения (подъема) на поверхность нефтегазовой смеси и процессы сбора и подготовки продукции.

Свод правил объединяет требования 193 актуализированных НТД, 5 ФНИПов, использует информацию 30 СНИПов, 7 САНПиНов и 64 различных НТД. В нем использованы принцип выбора на добровольной основе требований к нестандартизированной инновационной продукции и методы оценки соответствия продукции требованиям. В проекте документа сформулированы требования к проектируемым объектам и сооружениям с учетом применения современных технологий, оборудования, автоматизированных систем управления технологическими процессами, программного обеспечения и др., что позволяет оценивать и внедрять эффективные вновь разрабатываемые, а также ранее успешно используемые технологии и оборудование.

В своде правил в отличие от требований предшествующих НТД нет требований, предписывающих увеличение затрат. Можно отметить некоторые на-

## СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА СВОДА ПРАВИЛ:

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ
3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ
4. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ
5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
6. ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ
  - 6.1. Извлечение (подъем) на поверхность нефтегазоводяной смеси
    - 6.1.1. Скважина
    - 6.2. Сбор нефтегазоводяной смеси
      - 6.2.1. Общая часть
      - 6.2.2. Устье одиночной скважины
      - 6.2.3. Куст скважин
      - 6.2.4. Измерительная установка
      - 6.2.5. Сепарационная установка
      - 6.2.6. Промысловые трубопроводы
      - 6.2.7. Дожимная насосная станция
      - 6.2.8. Компрессорная воздушная
      - 6.2.9. Установка дизелированной подачи химреагентов
      - 6.2.10. Факельная система ДНС
      - 6.2.11. Пункт налива нефтеводяной смеси
    - 6.3. Подготовка нефти, газа и воды
      - 6.3.1. Общая часть
      - 6.3.2. Установка предварительного сброса пластовой воды.
      - 6.3.3. Установка подготовки нефти
      - 6.3.4. Установка подготовки пластовой воды
      - 6.3.5. Установка подготовки попутного нефтяного газа
      - 6.3.6. Резервуары нефтеводяной смеси
      - 6.3.7. Резервуары подготовленной нефти
      - 6.3.8. Резервуары пластовой воды
      - 6.3.9. Насосная перекачки нефтегазоводяной смеси
      - 6.3.10. Насосная перекачки подготовленной нефти
      - 6.3.11. Насосная перекачки пластовых и сточных вод
      - 6.3.12. Системы измерения и показателей качества (параметров) нефти и газа
      - 6.3.13. Компрессорная станция для утилизации газа
      - 6.3.14. Технологические трубопроводы
      - 6.3.15. Факельная система ЦПС
      - 6.3.16. Установка улавливания легких фракций
      - 6.3.17. Пункт приема нефтеводяной смеси
      - 6.3.18. Испытательная лаборатория
    - 6.4. Заводнение пластов, иные методы повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти
      - 6.4.1. Заводнение пластов
      - 6.4.2. Иные методы повышения степени извлечения, интенсификации добычи нефти
    - 6.5. Газлифтная добыча нефти
      - 6.5.1. Общая часть
      - 6.5.2. Обустройство скважины для газлифтной эксплуатации
      - 6.5.3. Газлифтная компрессорная станция
      - 6.5.4. Узел предварительной очистки газа на входе в КС
      - 6.5.5. Узлы измерения и регулирования
      - 6.5.6. Аппараты воздушного охлаждения
      - 6.5.7. Факельная система КС
    - 6.6. Пожаротушение
      - 6.6.1. Водяное и пенное пожаротушение
      - 6.6.2. Газовое пожаротушение
      - 6.6.3. Порошковое пожаротушение
    - 6.7. Водоснабжение для производственных, противопожарных и хозяйственно-питьевых нужд
      - 6.7.1. Водопотребители и нормы водопотребления
      - 6.7.2. Качество воды
      - 6.7.4. Водозабор подземный
      - 6.7.5. Водозабор поверхностный
      - 6.7.6. Водопроводные сооружения
    - 6.8. Водоотведение
      - 6.8.1. Общая часть
      - 6.8.2. Бытовая канализация
      - 6.8.3. Производственно-дождевая канализация
    - 6.9. Автоматизация, телемеханизация, автоматизированные системы управления
    - 6.10. Электроснабжение и электрооборудование
    - 6.11. Электрообогрев трубопроводов и оборудования
    - 6.12. Связь
      - 6.12.1. Общая часть
      - 6.12.2. Виды производственной связи
      - 6.12.3. Сооружения связи
    - 6.13. Пожарная сигнализация
    - 6.14. Теплоснабжение
    - 6.15. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
      - 6.15.1. Отопление
      - 6.15.2. Вентиляция и кондиционирование
    - 6.16. Защита от коррозии
    - 6.17. Генеральный план
    - 6.18. Автомобильные дороги
    - 6.19. Материальное исполнение и прочностные расчеты
    - 6.20. Экологическая безопасность
  7. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ
  8. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
  9. ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
  10. ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ
  11. УПРАВЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯМИ

Рис. 2. Содержание проекта свода правил «Обустройство месторождений нефти на суше»

правления, ведущие к сокращению капитальных вложений:

- сокращение перечня площадок со сбором промливневых стоков;
- возможность уменьшения резерва оборудования;
- изменение категорий объектов по надежности электроснабжения;
- доступ специализированной техники к объектам, требующим периодического обслуживания, а не строительство автодорог, как ранее;
- возможность оптимизации (сокращения) наименьших расстояний между зданиями и сооружениями месторождения.

## Заключение

Авторы надеются, что в рамках предложенной концепции технического регулирования опыт разработки проекта свода правил по обустройству месторождений нефти на суше может быть полезен при разработке проектов сводов правил для различных сегментов технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения (upstream, midstream, downstream). Примерный возможный перечень таких сводов правил приведен ниже.

Обустройство месторождений углеводородов:

- свод правил «Обустройство месторождений нефти на суше» (проект);
- свод правил «Обустройство месторождений нефти на море»;
- свод правил «Система газоснабжения. Обустройство месторождений газа на суше»;
- свод правил «Система газоснабжения. Обустройство месторождений газа на море».

Магистральная транспортировка углеводородов:

- свод правил «Магистральная трубопроводная транспортировка нефти»;
- свод правил «Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа»;
- свод правил «Транспортировка углеводородного сырья автомобильным, железнодорожным и водным транспортом»;
- свод правил «Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газового конденсата и ШФЛУ».

Переработка углеводородного сырья (в том числе нефтегазохимия, сжижение природного газа (СПГ), регазификация СПГ):

- свод правил «Переработка нефти»;
- свод правил «Система газоснабжения. Переработка газа»;
- свод правил «Нефтегазохимия»;

- свод правил «Система газоснабжения. Сжижение природного газа. Крупнотоннажное производство»;
- свод правил «Система газоснабжения. Сжижение природного газа. Малотоннажное производство».

Магистральная транспортировка продуктов переработки углеводородов:

- свод правил «Система нефтепродуктообеспечения. Магистральная трубопроводная транспортировка нефтепродуктов»;
- свод правил «Система нефтепродуктообеспечения. Транспортировка нефтепродуктов автомобильным, железнодорожным и водным транспортом»;
- свод правил «Система газоснабжения. Транспортировка продуктов переработки газа автомобильным, железнодорожным и водным транспортом»;

Система нефтепродуктообеспечения и газораспределения (в том числе сети газораспределения, автозаправочные станции, нефтебазы):

- свод правил «Система нефтепродуктообеспечения. Автозаправочные станции нефтепродуктов»;
- свод правил «Система газоснабжения. Сети газораспределения и газопотребления»;
- свод правил «Система нефтепродуктообеспечения. Нефтебазы»;
- свод правил «Система газоснабжения. Автозаправочные станции КПП, СПГ, СУГ».

## Список литературы

1. *Соглашение по техническим барьерам в торговле*. – URL: [wto.ru/content/documents/docs/tehbarier.doc](http://wto.ru/content/documents/docs/tehbarier.doc)
2. *Договор о Евразийском экономическом союзе*. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_163855/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/)
3. *Федеральный закон «О техническом регулировании»* от 27.12.2002 N 184-ФЗ. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_40241/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40241/)
4. *Закон Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации»* от 05.01.2004 г. № 262-З. – URL: <http://www.gosstandart.gov.by/txt/Sys-tech-1/docs/Postanovlen-tech-normstand.pdf>
5. *Закон Республики Казахстан «О техническом регулировании»* от 9 ноября 2004 года № 603-III. – URL: [http://online.zakon.kz/Document/?doc\\_id=1051485](http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1051485)
6. *Федеральный закон «О стандартизации в Российской Федерации»* от 29.06.2015 N 162-ФЗ. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_181810/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_181810/)
7. *Соглашение о единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации* от 18 ноября 2010 года (прекратило действие с 01.01.2015 на основании международного договора от 29.05.2014). – URL: <http://docs.cntd.ru/document/902253396>
8. *Решение Комиссии Таможенного союза* от 28.01.2011 N 526 (ред. от 23.11.2012) «О Едином перечне продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза». – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_110159/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_110159/)

## References

1. *Agreement on Technical Barriers to Trade*, URL: [https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/FE\\_Search/FE\\_S\\_S009-DP.aspx?language=E&CatalogueIdList=34918,26905,29689,4567,30385,63649,36452&CurrentCatalogueIdIndex=5&FullTextHash=371857150](https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/FE_Search/FE_S_S009-DP.aspx?language=E&CatalogueIdList=34918,26905,29689,4567,30385,63649,36452&CurrentCatalogueIdIndex=5&FullTextHash=371857150)
2. *The Agreement on the Eurasian Economic Union*, URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_163855/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/)
3. *Federal Law No. 184-FZ*, dated 27.12.2002, «*On Technical Regulation*», URL: [http://www.test-e.ru/upload/On\\_technical\\_regulating.pdf](http://www.test-e.ru/upload/On_technical_regulating.pdf)
4. *Law of the Republic of Belarus*, No. 262-Z of January 5, 2004 «*On Technical Regulation and Standardization*», URL: <http://law.by/main.aspx?guid=3871&p0=H10400262e>
5. *The Law of the Republic of Kazakhstan*, dated 9 November, 2004 No.603 «*On Technical Regulation*», URL: [http://iqaa.kz/images/Laws/Law\\_On\\_Technical\\_Regulation.eng.pdf](http://iqaa.kz/images/Laws/Law_On_Technical_Regulation.eng.pdf)
6. *Federal Law from June 29, 2015 of No. 162-FZ «About standardization in the Russian Federation»*, URL: <http://en.smb.gov.ru/support/regulation/162fz/>
7. *Agreement on uniform principles and rules of technical regulation in the Republic of Belarus, Republic of Kazakhstan and the Russian Federation*, URL: [http://ec.europa.eu/food/safety/docs/ia\\_eu-ru\\_spsreq\\_agreement\\_single\\_principles\\_and\\_rules\\_of\\_technical\\_regulation\\_20101118\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/food/safety/docs/ia_eu-ru_spsreq_agreement_single_principles_and_rules_of_technical_regulation_20101118_en.pdf)
8. *Decision of the Customs Union Commission of January 28, 2011 No. 526 «On Unified List of Products for which Mandatory Requirements are Established in the Customs Union»*, URL: <http://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=32711>

# О формировании системы технического регулирования Таможенного союза

М.А. Петровский, к.ф.-м.н.  
(ПАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** реформа технического законодательства, технические регламенты и стандарты, гармонизация, снижение технических барьеров в торговле, современное состояние технической культуры, Евразийский экономический союз, Всемирная торговая организация

**Key words:** reforms of technical legislation, technical regulations and standards, harmonization, elimination of technical barriers to trade, state of art in technical culture, Eurasian Economic Union, World Trade Organization

Адрес для связи: mapetrovsky@mail.ru

## Введение

В 90-е годы XX века страны-члены Всемирной торговой организации (ВТО) начали реформу своих национальных технических культур (законов, стандартов и правил) с целью их гармонизации и ликвидации технических барьеров в торговле [1]. Однако реализация реформы сопровождается конфликтами между поколениями и группами элит, имеющих различные интересы как внутри, так и вне отдельно взятых стран.

В то же время странам Таможенного союза и созданного на его основе Евразийского экономического союза (ЕАЭС) [2] также предстоит реформировать техническое законодательство, стандарты и правила, гармонизируя их с зарубежными стандартами [2-7]. Для этого в ЕАЭС есть ценнейший ресурс – знание русского языка и всеобщая русскоязычная грамотность большинства населения стран ЕАЭС, полученный от предшествующих поколений.

Однако в последние 20 лет возникли две тенденции, негативно влияющие на развитие современной технической культуры в ЕАЭС. Первая из них – засоренность технического языка и искажение понятий – сложилась в России в 90-е годы XX века, когда в технических документах начали использовать профессиональный жаргон, иностранные термины, а также понятия и подходы к техническому регулированию, отрицающие или искажающие общепринятые в мире правила и стандарты. Лучшие образцы советской школы технического регулирования были забыты.

Вторая тенденция, возникшая в 2000-е годы – это «слепое» копирование зарубежных стандартов. В эти годы в страны ЕАЭС в большом количестве стали поступать некорректные переводы разных зарубежных технических стандартов и терминов без понима-

ния их роли и предназначения в техническом регулировании в зарубежных странах и тем более в ЕАЭС. Указанные тенденции ведут к деградации современной технической культуры в ЕАЭС: разрыву с техническими культурами других стран и созданию неоправданных технических барьеров в торговле, полной потере самостоятельности в области технической культуры. Необходимо остановить развитие этих опасных тенденций и развить собственную современную русскоязычную техническую культуру в ЕАЭС, гармонизируя ее с технической культурой стран-членов ВТО.

Ранее с аналогичными проблемами столкнулась Норвегия. Страна преодолела негативные тенденции, ей удалось сохранить и развить самостоятельную техническую культуру, хотя в нефтегазовой отрасли пришлось создать современные национальные документы для технического регулирования в отрасли на английском языке. Надеемся, что в нефтегазовой отрасли в ЕАЭС современные документы технического регулирования будут создаваться на основе русского языка и лучших традиций советской школы.

## Мировые центры технической культуры

Страны Евросоюза, США и Норвегия пытаются распространить свою техническую культуру на территории бывшего СССР и стран ЕАЭС, а также стран Южной Америки, Ближнего и Дальнего Востока, Азии и Африки. Известно, что тот, кто эмитирует ценные бумаги – денежные знаки, тот в определенном смысле контролирует торговлю и развитие территорий, на которых эти денежные знаки обращаются.

Существуют эмиссионные центры первого уровня, выпускающие основные мировые валюты (ФРС

США, Центробанк Евросоюза, Японский центральный банк и др.), а также второго, выпускающего (эмитирующего) правила (стандарты), в том числе для технического регулирования. Последние называются центрами технической культуры. Такие центры имеют свои общепризнанные атрибуты (правовые и др.), представлены отдельными юридическими лицами, признаны правительством своих стран. Каждый центр имеет копирайт на выпускаемые стандарты.

В странах ВТО центры технической культуры для нефтегазовой отрасли – это Американский институт нефти (API), американская газовая ассоциация (AGA), в Норвегии – ассоциация нефтегазовых компаний (OLF). С отраслевыми центрами технической культуры сотрудничают национальные органы по стандартизации стран ВТО: Американская национальная ассоциация по стандартизации (ANSI), Норвежская национальная ассоциация по стандартизации (Standards Norway) и др. Американские стандарты API (ANSI/API) и норвежские стандарты Norsok широко известны в мире и используются в техническом регулировании в нефтяной и газовой промышленности США и Норвегии.

Кроме центров технической культуры отдельных стран, существуют международные региональные центры, эмитирующие стандарты для технического регулирования от группы стран:

- Gulf Standard Organization (GSO) от группы стран Персидского залива;
- CEN, CENELEC, ETSI от стран Евросоюза;
- Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС) от группы стран бывшего СССР.

МГС был образован в 1992 г. межправительственным соглашением до начала реформы технического регулирования в странах ЕАЭС. Международная организация по стандартизации ИСО в 1996 г. признала МГС как региональную организацию по стандартизации с названием на английском языке Euro-Asian Council for Standardization, Metrology and Certification (EASC).

Следует отметить, что в отличие от зарубежных национальных и региональных эмиссионных центров стандартов МГС не является юридическим лицом, что накладывает определенные особенности на копирайт выпускаемых МГС межгосударственных стандартов и функционирование МГС как организации.

В силу исторических причин состав стран-участниц МГС, ЕАЭС и Таможенного союза различен. В МГС, помимо стран, входящих в Таможенный союз (Республика Беларусь, Республика Казахстан,

Россия), входят еще девять стран-участниц с правом голоса. В ЕАЭС помимо стран Таможенного союза входят Армения и Киргизия, а также три страны-наблюдателя. В таких условиях очевидно, что для интересов трех стран Таможенного союза возникают определенные риски при голосовании по стандартам в МГС, где право голоса имеют 12 стран.

Помимо региональных центров существует трансграничный эмиссионный центр стандартов для технического регулирования – международная организация по стандартизации ИСО.

Страны-члены ВТО в разной степени признают и используют стандарты ИСО в целях технического регулирования на своей территории. Главное, что удается делать ИСО в рамках ВТО – это сближать содержание региональных стандартов, используемых для технического регулирования. Национальные и региональные центры борются за усиление роли своих стандартов в ИСО посредством активного лоббирования их содержания в стандартах ИСО через экспертов и голосование в комитетах ИСО (API, OLF); защиты копирайтом своих стандартов в ИСО; назначения своих руководителей на соответствующие должности.

## Развитие технической культуры в Европе

Национальные элиты стран Европейского союза тяжело подчиняются общим установкам и единым правилам технического регулирования ЕС. Так, создание единых органов по аккредитации в области оценки соответствия в странах ЕС происходило очень сложно в течение нескольких лет. Также возникли большие проблемы при разработке и принятии общей директивы ЕС по оценке соответствия. В техническом регулировании в газовой сфере ЕС до сих пор существуют нерешенные задачи на уровне единых стандартов и технических регламентов. Тем не менее реформа технического регулирования в ЕС продолжается.

Страны ЕС осознанно и неуклонно продвигаются к созданию единой технической культуры ЕС. Европейское население, особенно молодежь, изучает и овладевает несколькими языками, элита ЕС вкладывает средства в развитие технической культуры (создание директив, технических регламентов, стандартов) и образование.

США и Норвегия в целом опережают Евросоюз в разработке стандартов для технологической инфраструктуры нефтегазовой отрасли, так как непосредственно сфокусированы на разработке отраслевых стандартов. В то же время основные усилия стран Европейского союза направлены на унификацию стандартов между странами-членами ЕС.



Это одна из причин, почему европейский CEN использует стандарты из библиотек, таких как ИСО ТК 67, где около 50 % стандартов американского происхождения. В результате нефтегазовый бизнес отдельных европейских стран вынужден дополнительно уточнять объекты технического регулирования, предмет и область стандартизации и быстро подбирать и лоббировать стандарты под директивы и технические регламенты ЕС.

## Реформирование в области стандартизации в ЕАЭС

Такая ситуация может сложиться и в ЕАЭС, если темп разработки межгосударственных стандартов для нефтегазовой отрасли будет отставать от темпа политической интеграции ЕАЭС: придется собирать пакет из действующих стандартов под новые технические регламенты ЕАЭС. При этом выбор будет ограничен стандартами, присутствующими на рынке, в том числе зарубежными, не всегда соответствующими нормам технического регулирования в ЕАЭС, чтобы успеть выпустить стандарты вместе с техническим регламентом ЕАЭС в установленный в ЕАЭС срок.

Для сложных объектов технического регулирования, таких как объекты технологической инфраструктуры, скоропалительное заимствование зарубежных стандартов приведет к отрицательным последствиям для экономики как отдельных предприятий, так и нефтегазовой отрасли в целом. Нефтегазовым компаниям ЕАЭС во многих случаях придется устанавливать технические барьеры для защиты интересов своих предприятий на уровне корпоративных стандартов. Это связано с дополнительными издержками для всех участников рынка. Для их минимизации и избежания разрыва между межгосударственными (национальными) и корпоративными стандартами в отрасли следует сосредоточиться в первую очередь на разработке межгосударственных (национальных) стандартов, а во вторую – на гармонизированных с ними корпоративных стандартов.

Создание новой технической культуры в странах ЕАЭС невозможно без обновления культуры общей. В каждой из стран ЕАЭС реформы протекают со своими особенностями, но все страны объединяет понимание того, что необходима реформа общей культуры в каждой из стран.

Реформа технического регулирования в странах ЕАЭС стартовала вслед за реформой общей культуры. В начале XXI века странами ЕАЭС были приняты современные законы о Техническом регулировании: в России – в 2002 г. [3], в Казахстане и Республике Бе-

ларусь – в 2004 г. [4, 5]. Принятие этих законов дало возможность для гармонизации технической культуры стран Таможенного союза и ВТО (156 стран, на которые приходится более 97 % мирового торгового оборота).

В странах ЕАЭС стали проводиться конференции по техническому регулированию, выполняющие роль проводника между текстами законов и их пользователями. Однако они не смогут заменить самостоятельное чтение и изучение законов и стандартов.

К сожалению, общеобразовательные и специализированные учебные заведения в ЕАЭС пока не могут обеспечить должный уровень обучения в области технического регулирования в связи с нехваткой квалифицированных преподавателей и низким качеством учебных материалов. В профессиональном послевузовском образовании и переподготовке кадров похожие проблемы. Однако процесс начался.

За годы реформ удалось решить ряд задач в области технического регулирования. В России правительственные программы разработки технических регламентов были коренным образом пересмотрены; удалось отказаться от мелкого дробления объектов технического регулирования, разделения продукции и процессов на отдельные объекты регулирования. Здания и сооружения были включены в сферу действия закона «О техническом регулировании». С этого момента стало возможным реформировать устаревшую систему технического регулирования для технологической инфраструктуры нефтегазовой отрасли.

Российский закон № 384-ФЗ «О безопасности зданий и сооружений», принятый в 2009 г., ввел новую оценку соответствия для зданий и сооружений. В Казахстане (2010 г.) и Республике Беларусь (2009 г.) были приняты аналогичные законы. В Казахстане в плане стояли проекты технического регламента по магистральным трубопроводам и закон о газе. В России также были разработаны проекты российских технических регламентов о безопасности магистрального трубопроводного транспорта жидких и газообразных углеводородов, а также о безопасности добычи углеводородов. Однако проект технического регламента для добычи углеводородов прекратил свое существование, а проект технического регламента о безопасности магистрального трубопроводного транспорта находится в стадии многолетнего согласования. По мнению автора, замедленное развитие реформы технического регулирования в нефтегазовой отрасли связано с отсутствием общепринятой концепции технического регулирования [8].

## Заключение

Странами Таможенного союза подписанием в 2010 г. соглашения «О единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации» [6] и в 2015 г. Договора о Евразийском экономическом союзе [2] было создано единое пространство для технического регулирования. При этом страны-участники добровольно отказались от самостоятельного нормотворчества и договорились о создании единого технического законодательства – технических регламентов и документов стандартизации.

За прошедшее время было принято более десяти технических регламентов, среди которых важный для отрасли регламент «О безопасности машин и оборудования», устанавливающий презумпцию соответствия межгосударственным стандартам. Под сильным влиянием строительного лобби был разработан проект регламента Таможенного союза «О безопасности зданий и сооружений, строительных материалов и изделий». К сожалению, этот проект в ряде важных моментов отличался в худшую сторону от действующего российского аналога – технического регламента «О безопасности зданий и сооружений». Применение межгосударственных стандартов в проекте изложено недостаточно подробно и требует дополнения и корректировки.

В области межгосударственной стандартизации нефтегазовым компаниям Таможенного союза (ЕАЭС) следует объединить свои усилия, используя МГС как площадку для разработки стандартов. Целесообразно активизировать разработку межгосударственных стандартов на площадке МГС. Это позволит своевременно и в своих интересах выполнить работы по стандартизации в нефтегазовой отрасли.

## Список литературы

1. Соглашение по техническим барьерам в торговле. – URL: [wto.ru/ru/content/documents/docs/tehbarier.doc](http://wto.ru/ru/content/documents/docs/tehbarier.doc)
2. Договор о Евразийском экономическом союзе. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_163855/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/)
3. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 N 184-ФЗ. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_40241/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40241/)
4. Закон Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» от 05.01.2004 г. № 262-З. – URL: <http://www.gosstandart.gov.by/txt/Sys-tech-1/docs/Postanovlen-tech-norm-stand.pdf>
5. Закон Республики Казахстан «О техническом регулировании» от 9 ноября 2004 года № 603-III. – URL: [http://online.zakon.kz/Document/?doc\\_id=1051485](http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1051485)
6. Федеральный закон «О стандартизации в Российской Федерации» от 29.06.2015 N 162-ФЗ. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_181810/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_181810/)
7. Соглашение о единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации от 18 ноября 2010 года (прекратило действие с 01.01.2015 на основании международного договора от 29.05.2014). – <http://docs.cntd.ru/document/902253396>
8. Петровский М.А., Аграфенин С.И. О концепции технического регулирования в нефтегазовой отрасли// Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 3. – С. 6–13.

## References

1. *Agreement on Technical Barriers to Trade*, URL: [https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/FE\\_Search/FE\\_S\\_S009-DP.aspx?language=E&CatalogueIdList=34918,26905,29689,4567,30385,63649,36452&CurrentCatalogueIdIndex=5&FullTextHash=371857150](https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/FE_Search/FE_S_S009-DP.aspx?language=E&CatalogueIdList=34918,26905,29689,4567,30385,63649,36452&CurrentCatalogueIdIndex=5&FullTextHash=371857150)
2. *The Agreement on the Eurasian Economic Union*, URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_163855/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/)
3. Federal Law No. 184-FZ, dated 27.12.2002, «*On Technical Regulation*», URL: [http://www.test-e.ru/upload/On\\_technical\\_regulating.pdf](http://www.test-e.ru/upload/On_technical_regulating.pdf)
4. Law of the Republic of Belarus, No. 262-Z of January 5, 2004 «*On Technical Regulation and Standardization*», URL: <http://law.by/main.aspx?guid=3871&p0=H10400262e>
5. The Law of the Republic of Kazakhstan, dated 9 November, 2004 No.603 «*On Technical Regulation*», URL: [http://iqaa.kz/images/Laws/Law\\_On\\_Technical\\_Regulation.eng.pdf](http://iqaa.kz/images/Laws/Law_On_Technical_Regulation.eng.pdf)
6. Federal Law from June 29, 2015 of No. 162-FZ «*About standardization in the Russian Federation*», URL: <http://en.smb.gov.ru/support/regulation/162fz/>
7. *Agreement on uniform principles and rules of technical regulation in the Republic of Belarus, Republic of Kazakhstan and the Russian Federation*, URL: [http://ec.europa.eu/food/safety/docs/ia\\_eu-ru\\_sps\\_req\\_agreement\\_single\\_principles\\_and\\_rules\\_of\\_technical\\_regulation\\_20101118\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/food/safety/docs/ia_eu-ru_sps_req_agreement_single_principles_and_rules_of_technical_regulation_20101118_en.pdf)
8. Petrovskiy M.A., Agrafenin S.I., *About the concept of technical regulation in the petroleum and natural gas industry* (In Russ.) Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO «NK «Rosneft», 2016, no. 3, pp. 6–13.

# Морские нефтегазопромысловые сооружения в сейсмических районах

О.М. Финагенов, д.т.н.  
(ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок»)

**Ключевые слова:** проектирование, нормативные документы, морские стационарные нефтегазопромысловые сооружения, сейсмические районы

**Key words:** design, regulating documents, offshore oil and gas structures, seismic areas

**Адрес для связи:** o\_finagenov@arcticresearch.ru

## Введение

Проблемы, возникающие при проектировании и строительстве стационарных морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС), соизмеримы по сложности с аналогичными проблемами при создании крупных энергетических объектов в суровых климатических условиях.

При проектировании МНГС на континентальном шельфе встает множество вопросов, обусловленных уникальностью задачи, сложностью климатических условий в районе предполагаемого строительства, а также наличием методически отличающихся подходов и даже определенных расхождений между расчетными положениями различных нормативов (как российских, так и зарубежных).

Стационарные сооружения на континентальном шельфе являются особо сложными объектами проектирования и строительства как по своей конструкции и способам возведения (установки), так и по природным условиям мест их размещения. К наиболее сложным с точки зрения климатических и инженерно-геологических условий относятся сейсмически активные районы, для проектирования и строительства в которых необхо-

димо выполнение специальных требований, обеспечивающих надежность и безопасность сооружений на шельфе.

Действующие СП 58.13330.2012 «СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения» [1], СП 14.13330.2014 «СНиП II-7-81\* Строительство в сейсмических районах» [2], СП 23.13330.2011 «СНиП 2.02.02-85 Основания гидротехнических сооружений» [3] содержат лишь общие указания по классификации стационарных платформ и требования к исходным данным и методам расчетов, относящиеся ко всем видам гидротехнических сооружений.

В отличие от России за рубежом существуют нормативные документы, предназначенные непосредственно для проектирования морских стационарных нефтегазопромысловых сооружений в сейсмически активных районах. В частности, таким документом является ISO 19901-2:2004. Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 2: Seismic design procedures and criteria [4].

Однако напрямую перенести положения данного документа в российскую практику проектирования

нельзя. Наиболее правильным выглядит следующее решение: на настоящем этапе при проектировании стационарных МНГС в сейсмических районах использовать СП 14.13330.2014 [2], где такие сооружения отнесены к гидротехническим сооружениям 1-го класса, и параллельно начать разработку стандарта для сооружений на шельфе, учитывающего специфику таких сооружений, не отраженную в действующем своде правил [2].

В статье обоснована целесообразность предложенного подхода.

## Определение нормативной, исходной и расчетной сейсмичности

Любое проектирование должно начинаться с адекватного задания исходных данных, в рассматриваемом случае – с определения нормативной, исходной и расчетной сейсмичности.

Положения СП 14.13330.2014 [2] устанавливают специальные требования для МНГС, размещаемых или расположенных в районах с нормативной сейсмичностью, равной 6 баллов и более (по карте С ОСР-2015). Для обеспечения сейсмостойкости проектируемых, строящихся и эксплуатируемых МНГС требуется в том числе проведение на стадии проектирования специальных исследований для установления исходной и расчетной сейсмичности площадки строительства, наличия опасных процессов и явлений, связанных с сейсмичностью, определения расчетных сейсмических воздействий, получения при необходимости набора акселерограмм для этих воздействий.

Все МНГС должны быть рассчитаны на два уровня сейсмических воздействий: максимальное расчетное землетрясение (МРЗ) и проектное землетрясение (ПЗ). При проектировании МНГС для определения нормативной сейсмичности района строительства нужно использовать действующую систему карт общего сейсмического районирования либо списки населенных пунктов РФ, расположенных в сейсмических районах (СП 14.13330.2014 [2]). При расчете на МРЗ и ПЗ используют соответственно карты С ОСР-2015 и А ОСР-2015.

Исходную сейсмичность площадки МНГС для МРЗ и ПЗ следует определять по результатам детального сейсмического районирования (ДСР) или уточнения исходной сейсмичности (УИС). При этом составляется сеймотектоническая модель сейсмического района расположения объекта, включающая карту и характеристики основ-

ных зон возможных очагов землетрясений (ВОЗ), а также сведения о наличии или отсутствии активных разломов и возможности склоновых смещений большого объема и их параметрах.

Таким образом, на основе карты ОСР-2015 (СП 14.13330.2014 [2]) и результатов ДСР и УИС определяется расчетная сейсмичность, нагрузки от которой должны выдерживать проектируемые МНГС.

Рассмотрим рекомендации ISO 19901-2:2004 [4]. Период повторяемости ПЗ и МРЗ зависит от уровня воздействия и ожидаемой сейсмической активности. Проектирование осуществляется главным образом с учетом воздействия ПЗ. При этом методы проектирования преследуют две цели: обеспечение способности сооружения противостоять сейсмическим воздействиям определенного уровня без разрушений или с минимальными повреждениями, не нарушающими нормальную эксплуатацию сооружения, и восприятие воздействия уровня МРЗ с минимальными конструктивными изменениями.

Первая цель направлена на обеспечение экономичности эксплуатации за счет исключения необходимости проведения ремонтных работ после землетрясения, вторая – на обеспечение безопасности эксплуатации.

Для того, чтобы проектирование с учетом воздействий уровня МРЗ соответствовало целям безопасности, метод проектирования и связанные с ним критерии должны учитывать неопределенность сейсмических воздействий и характер затухания сейсмических волн, нагрузочные эффекты и свойства конструкции сохранять прочность.

Период повторяемости МРЗ определяется косвенно исходя из целевой вероятности разрушения и результатов вероятностного анализа сейсмической опасности с учетом условий площадки установки сооружения. Период повторяемости ПЗ в свою очередь определяется на основании требований, предъявляемых к сооружению в части возможности выдерживать значительные деформации, вызванные МРЗ.

Таким образом, при использовании СП 14.13330.2014 [2] проектировщик однозначно определяет нормативную, исходную и расчетную сейсмичность площадки строительства сооружения и приступает к следующему шагу – определению нагрузок на сооружение, в то время как ISO 19901-2:2004 [4] не позволяет объективно определить сейсмичность

площадки строительства. Кроме того, при использовании ISO землетрясение уровня МРЗ выбирается с учетом результатов проектирования на уровень ПЗ, что из-за субъективности задания исходных данных не гарантирует соответствия полученного результата условиям безопасности проектируемого МНГС.

## Расчетные сейсмические воздействия

Согласно СП 14.13330.2014 [2] для расчета МНГС следует применять методы динамической теории (ДТ).

Для оценки сейсмостойкости сооружений при действии МРЗ следует формировать особое сочетание нагрузок и воздействий, включающее нагрузки и воздействия основного сочетания и особую нагрузку от сейсмического воздействия с интенсивностью, отвечающей МРЗ. При этом оценка прочности и устойчивости должна выполняться по специально разработанным проектной организацией критериям. В этих случаях допускается для всех сооружений принимать коэффициент надежности по ответственности сооружения, равный 1,1.

Для оценки сейсмостойкости сооружений при действии ПЗ следует формировать особое сочетание нагрузок и воздействий, включающее нагрузки и воздействия основного сочетания и особую нагрузку от сейсмического воздействия с интенсивностью, отвечающей ПЗ. При этом оценки прочности и устойчивости выполняются с использованием критериев и требований, предъявляемым к сооружениям при расчете их на ПЗ.

В расчетах сейсмостойкости гидротехнических сооружений с использованием динамической теории сейсмическое ускорение основания следует задавать расчетной акселерограммой землетрясения, в общем случае представляющей одно-, двух- или трехкомпонентную ( $j=1,2,3$ ) функцию времени  $\vec{U}_0(t)$ . При этом смещения (деформации, напряжения и усилия) определяются на всем временном интервале сейсмического воздействия на сооружение.

МНГС следует рассчитывать по ДТ на МРЗ с применением, как правило, нелинейного временного динамического анализа, а на ПЗ – линейного временного динамического анализа.

Таким образом, действующие российские нормативные документы, во-первых, предписывают определять сейсмостойкость по ДТ а, во-вторых, при оценке сейсмостойкости рекомендуют ис-

пользовать нелинейный динамический анализ. Такие требования позволяют наиболее адекватно определять поведение сооружения при сейсмических воздействиях.

В рекомендациях ISO 19901-2:2004 [4] для проектирования МНГС с учетом сейсмических условий используются два метода: упрощенный и детальный. Упрощенный метод проектирования применяется, когда влияние сейсмических воздействий на сооружения незначительно, детальный метод используется, когда сейсмобезопасность является главным критерием при проектировании сооружений. Возникает вопрос, как до начала проектирования оценить степень влияния сейсмического воздействия на еще не спроектированное сооружение.

При сейсмическом воздействии уровня ПЗ хотя допускается, что отдельные элементы конструкции и фундамента могут перейти в локальное нелинейное состояние, расчетные модели сооружения следует принимать соответствующими линейно-упругой области деформирования. При этом нелинейные взаимодействия, такие как сооружение – грунт должны рассматриваться как линейные, методы нелинейного анализа во временной области необходимо применять только при использовании оборудования для сейсмической изоляции или рассеивания пассивной энергии. Такой подход существенно снижает точность проектирования, особенно в случае, когда интенсивность землетрясения уровня ПЗ достаточно высокая, например, 8 баллов по шкале MSK-64, что характерно для многих участков шельфа о. Сахалин и моря Лаптевых.

При проектировании сооружений с учетом сейсмических воздействий уровня МРЗ согласно ISO 19901-2:2004 [4] допускается использование нелинейных методов анализа. Например, допускаются пластические деформации элементов конструкций, развитие локальных хрупких разрушений конструкций, сваи основания сооружений могут испытывать максимальные нагрузки, соответствующие несущей способности, а фундаменты – испытывать значительные деформации. При анализе данного подхода необходимо отметить следующее. Во-первых, использование нелинейных методов анализа не является обязательным требованием при проектировании на сейсмические воздействия уровня МРЗ, и некоторые проектировщики могут использовать линейный ана-

лиз, что значительно менее трудоемко, но не дает оптимального результата. Во-вторых, для сооружений, подверженных волновым колебаниям, возникающим в результате сейсмических явлений, рекомендуется применять один из методов определения сейсмических воздействий: 1) анализ спектра откликов (анализ в спектральной форме); 2) анализ изменения во времени (анализ во временной форме). В то же время СП 14.13330.2014 [2] рекомендует рассчитывать МНГС при землетрясениях методами динамической теории (анализ во временной форме).

Таким образом, в данном случае при использовании зарубежного стандарта при проектировании возникает опасность неоптимального расчета сооружения.

## Выводы

1. Действующие российские нормативные документы, регламентирующие проектирование и строительство в сейсмических районах морских нефтегазопромысловых сооружений, содержат лишь общие указания по классификации стационарных платформ и требования к исходным данным и методам расчетов, относящиеся ко всем видам гидротехнических сооружений. Несмотря на это, подходы для определения сейсмичности и расчетных сейсмических воздействий на МНГС соответствуют современным требованиям к такого рода исследованиям и представляются более прогрессивными, чем аналогичные подходы в зарубежных нормативных документах.

2. Разработка специальных нормативных документов для МНГС должна проводиться на основе имеющихся российских стандартов.

## Список литературы

1. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – URL: [http://gostisnip.ru/dokumenty/snipy/snip\\_33-01-2003/](http://gostisnip.ru/dokumenty/snipy/snip_33-01-2003/)
2. СНиП II-7-81\*. Строительство в сейсмических районах. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000291>
3. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200084539>
4. ISO 19901-2:2004. Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 2: Seismic design procedures and criteria.

## References

1. SNiP 33-01-2003. *Gidrotekhnicheskie sooruzheniya. Osnovnye polozheniya* (Hydraulic engineering constructions. Basic principles of designing), URL: [http://gostisnip.ru/dokumenty/snipy/snip\\_33-01-2003/](http://gostisnip.ru/dokumenty/snipy/snip_33-01-2003/)
2. SNiP II-7-81\*. *Stroitel'stvo v seysmicheskikh rayonakh* (Construction in seismic areas), URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000291>
3. SP 23.13330.2011. *Osnovaniya gidrotekhnicheskikh sooruzheniy. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.02.02-85* (Foundation of hydraulic structures), URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200084539>
4. ISO 19901-2:2004. *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures, Part 2: Seismic design procedures and criteria.*

# Опыт успешного применения технологии картирования коллектора на Лебединском месторождении

**Н.Е. Ведерников (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»),  
А.Н. Харлов, В.И. Богатов, Е.А. Большев (ПАО «НК «Роснефть»),  
Д.С. Леонтьев, А.В. Чепрасов (ООО «Шлюмберже Восток»)**

**Ключевые слова:** GeoSphere, геонавигация, скважины с большим отходом от вертикали, эксплуатация месторождений на шельфе, бурение без пилотного ствола, картирование коллектора, разлом, выклинивание коллектора, Лебединское месторождение  
**Key words:** GeoSphere, geosteering, ERD, offshore field production drilling, pilot hole elimination, reservoir mapping, fault, reservoir pinch-out, Lebedinskoye field

**Адрес для связи:** a\_kharlov@rosneft.ru

## Введение

В настоящее время в связи с истощением крупных нефтяных месторождений возникла острая необходимость ввода в разработку слабоизученных залежей и залежей со сложным геологическим строением, в том числе на континентальном шельфе. Одним из перспективных методов разработки данных залежей с целью максимального извлечения углеводородов из недр является разработка с использованием горизонтальных скважин. Для обеспечения максимальной эффективной проходки горизонтального ствола скважины по коллектору бурение осуществляется с применением геонавигации (геологического сопровождения в процессе бурения).

Геонавигацию при бурении начали применять с 80-х годов XX века, к настоящему времени разработаны и успешно внедряются многочисленные методы и технологии, позволяющие достигать поставленных целей при бурении сложных скважин [1].

С 1998 г. НК «Роснефть» реализует проекты на шельфе Охотского моря. Лебединское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на шельфе о. Сахалин в Охотском море. Основными продуктивными горизонтами являются три залежи в пластах нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен): одна нефтегазоконденсатная (пласт XIX-1) и две нефтяные (XIX-2, XXI-1). Глубина залегания пластов около 1500-1750 м. Месторождение представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания (рис. 1), является слабоизученным, его разбуривание связано со следующими геологическими рисками и неопределенностями:

- структурные неопределенности, обусловленные прогнозированием глубины залегания кровли целевого горизонта, толщин опорных и целевых горизонтов и угла залегания структуры в направлении бурения;
- высокая вероятность пересечения разрывных нарушений в процессе бурения;
- изменение литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по латерали, возможность выклинивания пластов-коллекторов;
- неопределенность положения водонефтяного контакта (ВНК).

В июле 2016 г. оператором по добыче – ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» – пробурена первая добывающая скважина с большим отходом от вертикали (БОВ) на пласт XIX-2. Устье скважины расположено на суше, длина по стволу составляет более 5 км. Несмотря на сравнительно небольшую удаленность месторождения от берега (около 3 км), из-за геометрии расположения залежи относительно береговой линии возникла необходимость разворота горизонтальной части ствола по азимуту на 80° относительно направления бурения транспортного ствола. Небольшая глубина залегания целевого горизонта (около 1500 м) также повышала сложность бурения скважины: индекс сложности составил 7,1, что сопоставимо с индексом сложности «скважин-рекордсменов» Сахалинского шельфа, пробуренных на проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

В этих условиях необходимо было решить две задачи: 1) без бурения пилотного ствола выполнить проводку скважины в 4-м целевой горизонт и обеспе-

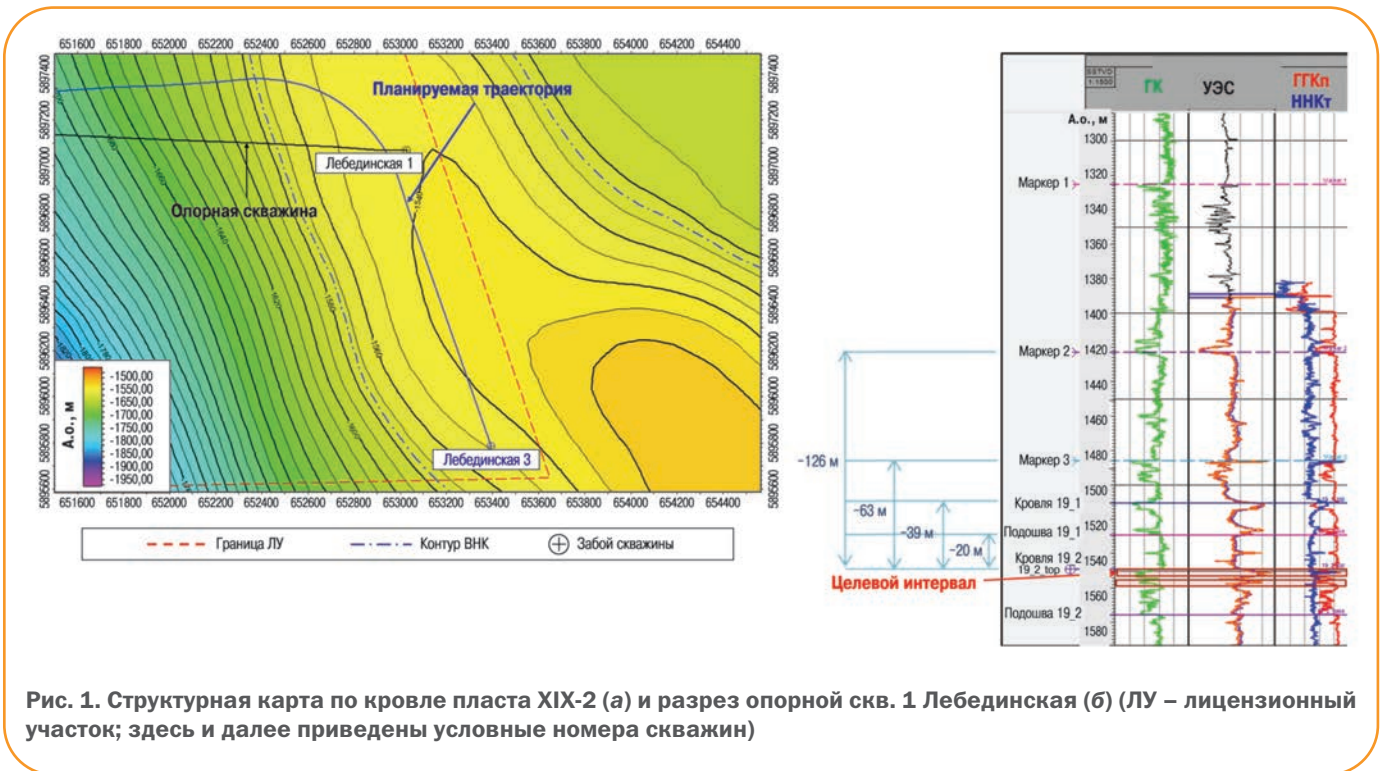


Рис. 1. Структурная карта по кровле пласта XIX-2 (а) и разрез опорной скв. 1 Лебединская (б) (ЛУ – лицензионный участок; здесь и далее приведены условные номера скважин)

чить не менее 500 м эффективной проходки по коллектору; 2) после достижения эффективной проходки провести доразведку нижележащих низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоев с целью определения их параметров, оценки положения ВНК и возможного вовлечения объекта в разработку.

Для решения поставленных задач были рассмотрены все имеющиеся технологии по геонавигации. Для снижения существующих рисков впервые в ПАО «НК «Роснефть» была применена технология сверхглубокого картирования разреза GeoSphere компании Schlumberger.

### Технология GeoSphere и предварительное моделирование

Технология дистанционного сверхглубокого картирования разреза работает на основе принципа электромагнитного каротажа и обеспечивает широкий диапазон направленных азимутальных электромагнитных измерений [2]. Прибор дистанционного картирования включает три отдельно расположенных в КНБК модуля: источник электромагнитного поля и два приемника (рис. 2). Глубинность исследования прибора при высокой контрастности удельных электрических сопротивлений (УЭС) может до-

стигать 30 м по вертикали за счет значительного расстояния между источником и приемниками электромагнитного поля и использования пониженного диапазона рабочих частот.

В ходе обработки данных рассчитывается инверсия электромагнитных измерений для построения двумерного многопластового разреза, основанного на данных контраста сопротивления, – геоэлектрического разреза. Геоэлектрический разрез представляет собой разрез вдоль траектории скважины с отображением контрастных по сопротивлению границ в зоне картирования прибора в цветовой гамме от синего (для низких УЭС) до бордового (для высоких УЭС).

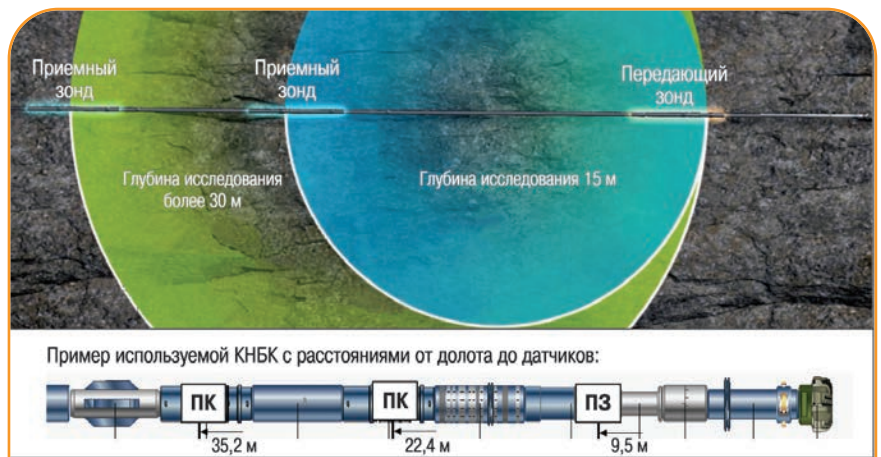


Рис. 2. Прибор сверхглубокого картирования разреза GeoSphere (ПК – приемная катушка; ПЗ – передающий зонд)



В настоящее время GeoSphere является новейшей технологией в направлении геонавигации. Данный прибор отличается от всех ранее использованных на Северном куполе месторождения Одопту-море большим радиусом исследования; использованием низкочастотных измерений; большим расстоянием между источником электромагнитного поля и приемными катушками, стохастической инверсией с возможностью одновременного картирования более двух контрастных границ.

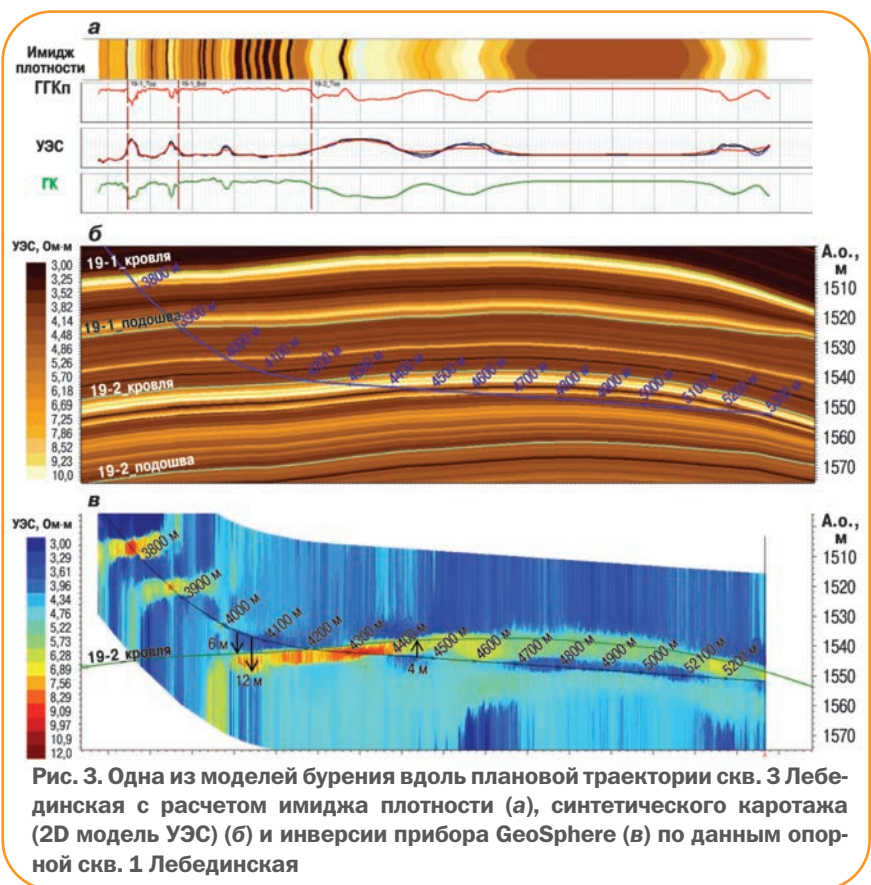
Для решения о применении рассматриваемого комплекса моделировалась работа прибора в условиях целевого пласта Лебединского месторождения. Для моделирования отклика приборов и построения синтетической модели на основании данных по опорным скважинам были приняты следующие диапазоны УЭС:

- в целевых нефтенасыщенных коллекторах – 10–12 Ом·м;
- в глинах – 4–5 Ом·м;
- в водонасыщенных коллекторах – 2–3 Ом·м;
- в уплотненных маломощных высокоомных просях – 80 Ом·м;
- в ухудшенных нефтенасыщенных коллекторах – 6–7 Ом·м.

Был построен ряд синтетических 2D геонавигационных моделей бурения, предусматривающих все возможные сценарии бурения: изменения угла залегания пласта, пересечение разрывного нарушения, выклинивание пласта, приближение к ВНК. Пример геонавигационной модели представлен на рис. 3.

По результатам предварительного анализа применения технологии сверхглубокого картирования при бурении было установлено, что в условиях петрофизического разреза Лебединского месторождения применение прибора GeoSphere обеспечивает:

- картирование кровли целевого пласта на расстоянии 6–8 м по вертикали вследствие низкой контрастности УЭС разреза целевого пласта;
- одновременное картирование кровли и подошвы целевого горизонта при проводке ствола скважины в его границах, что позволяет заблаговременно проводить корректировку траектории;
- фиксирование пересечений разрывных нарушений с амплитудой, меньшей разрешающей способности сейсмических исследований;



**Рис. 3.** Одна из моделей бурения вдоль плановой траектории скв. 3 Лебединская с расчетом имиджа плотности (а), синтетического каротажа (2D модель УЭС) (б) и инверсии прибора GeoSphere (в) по данным опорной скв. 1 Лебединская

- определение и картирование нижележащего высокоомного горизонта;
- предвидение приближения к ВНК (при наличии незначительного контраста).

## Результаты работы

Бурение горизонтальной скважины проходило с постоянным контролем в режиме реального времени со стороны специалистов Департамента разработки и добычи на шельфе ПАО «НК «Роснефть», геологической службы ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» и инженеров по геонавигации компании Schlumberger в центре геологического сопровождения бурения скважин Блока Шельф. Команда, вовлеченная в геологическое сопровождение бурения, работала посменно, осуществляя непрерывный контроль и интерпретацию геологической обстановки. При необходимости после совместного обсуждения вводились корректировки в траекторию бурения скважины.

В ходе бурения значительно изменились представления о залегании пласта по сравнению с исходной структурной моделью; обнаружены пересечение малоамплитудных разрывных нарушений и изменение литологического состава пород и параметров пласта по латерали.

Геонавигация осуществлялась с бурения секции диаметром 311,2 мм. При этом было установлено

незначительное смещение глубины залегания кровли целевого пласта на 4-5 м вверх. В траекторию скважины были внесены корректировки с целью посадки эксплуатационной секции на расстоянии 4-5 м над кровлей целевого горизонта с плановым углом бурения.

Бурение горизонтальной секции велось с применением прибора GeoSphere. На глубине 4045 м при выходе из башмака эксплуатационной колонны инверсия прибора картировала зону с повышенным сопротивлением на расстоянии около 4,7 м по вертикали ниже ствола скважины, что интерпретировалось как кровля пласта XIX-2. В то же время прибор картировал подошву высокоомной зоны на расстоянии около 11 м по вертикали. Поскольку обе контрастные границы находятся ниже ствола скважины, сигнал от дальней границы слабее, в связи с чем положение последней на геоэлектрическом разрезе имеет большую неопределенность по вертикали (1-2 м). При приближении к контрастным границам электромагнитный сигнал усиливается, и положение границ определяется более достоверно. Это характерная особенность для слабоконтрастных границ.

В начале бурения были установлены существенные изменения в углах залегания структуры. По данным инверсии угол залегания составил 0-1° падения пласта, в то время как ожидался подъем пласта с углом до 3°. От глубины 4190 м по данным инверсии наблюдается воздымание структуры под углом от 0,5 до 1°.

На глубине 4199 м скважина пересекла кровлю целевого коллектора. По данным плотностного имиджа наблюдалось резкое изменение свойств на входе в коллектор, что совместно с резким смещением пласта вверх на геоэлектрическом разрезе было проинтерпретировано как пересечение разрывного нарушения [3].

Изменчивость в углах залегания вдоль оси скважины интерпретировалась как пересечение малоамплитудных разрывных нарушений, что также наглядно фиксируется вертикальными смещениями пласта на геоэлектрическом разрезе. Таким образом, с начала проводки горизонтальной секции появились свидетельства значительного расхождения геологического строения пласта с его моделью. Согласно принятой геологической модели месторождения разрывные нарушения отсутствовали. В то же время результаты интерпретации геоэлектрического разреза позволили

предположить наличие блоков, разграниченных тектоническими границами.

Небольшие толщины (4-4,5 м) и резкие изменения углов залегания целевого пласта усложняют задачу удержания скважины в границах продуктивного коллектора. На глубине 4240 м ствол пересек подошву пласта. Проходка 50 м в интервале подстилающих глин позволила зафиксировать кровлю нижележащего нефтенасыщенного прослоя, расположенного на 7 м ниже основного продуктивного объекта. Также картировалась низкоомная граница на расстоянии до 17 м ниже ствола скважины, что интерпретировалось как подошва нижележащего коллектора. Вследствие слабого электромагнитного сигнала граница имеет вертикальную погрешность в определении положения на геоэлектрическом разрезе (1-2 м по вертикали).

Достоверную оценку толщины нижележащего коллектора по данным инверсии можно выполнить при приближении к нижележащему пласту. Положение кровли верхнего коллектора в интервале 4210-4300 м также имеет достаточно высокую неопределенность (до 4-5 м по вертикали). Неопределенность вызвана как чувствительностью прибора к близлежащим к скважине границам, так и влиянием высокоомных уплотненных прослоев на электромагнитный сигнал в текущих условиях контраста сопротивлений. Результаты сверхглубокого картирования разреза в описанном интервале представлены на рис. 4.

В интервале бурения 4800-4850 м был зафиксирован очередной выход за границы продуктивных отложений, связанный с пересечением серии тектонических нарушений. Уверенное картирование разреза инверсией GeoSphere позволило своевременно отреагировать и вернуться в коллектор.

К глубине 4900 м задача по достижению эффективной проходки была выполнена. Предполагалось на глубине 4900-4930 м плавно приблизиться к по-

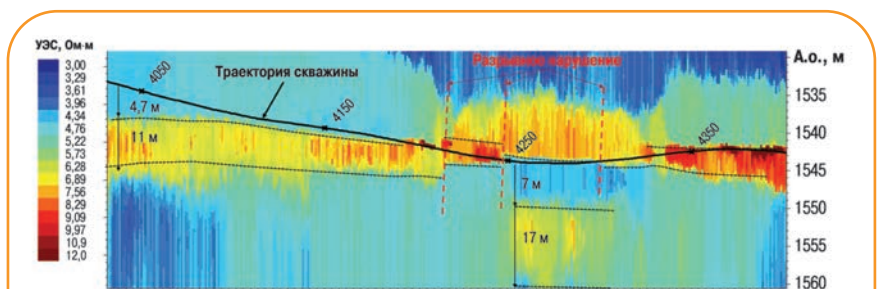


Рис. 4. Проводка скважины в целевой интервал, пересечение разрывов и картирование нижележащего коллектора по данным инверсии комплекса сверхглубокого картирования разреза

дошве текущего коллектора с целью ее пересечения и картирования нижезалегающего пласта. В случае обнаружения второго пласта-коллектора ниже по разрезу планировался сброс зенитного угла до сближения с пластом и дальнейшее выполаживание в его пределах. В случае отсутствия признаков пласта-коллектора ниже по разрезу предполагалось возвращение в интервал основного коллектора пласта.

Однако вследствие резкого изменения угла падения пласта на глубине 4900 м ствол скважины пересек кровлю целевого горизонта. Продуктивная толщина коллектора резко сократилась и на глубине по стволу около 4920 м геоэлектрический разрез показал отсутствие коллекторов как целевого горизонта, так и обнаруженного ранее в интервале бурения 4240–4290 м нижележащего нефтенасыщенного прослоя. Резкое изменение свойств разреза, отсутствие обоих коллекторов и характеристики плотностного имиджа позволяют предположить наличие субвертикальной зоны дробления пород шириной около 50 м (рис. 5). На глубине по стволу около 4971 м по данным инверсии GeoSphere вновь обнаружен контраст УЭС, интерпретированный как целевой интервал, лежащий ниже ствола скважины. После соответствующих корректировок траектории скважины на глубине 4991 м ствол вошел коллектор, толщина которого стала интенсивно сокращаться.

В связи с резким уменьшением нефтенасыщенной толщины коллектора в ходе дальнейшего бурения с глубины по стволу 5008 м было решено осуществить сброс зенитного угла до 83° для обнаружения контраста сопротивлений ниже по разрезу и продолжения бурения в нижележащем потенциальном коллекторе в случае его обнаружения.

С глубины 5030 м по стволу прибор GeoSphere картировал зону с контрастом УЭС ниже по разрезу на расстоянии примерно 6–7 м, что было проинтерпретировано как положение кровли «второго» коллектора. Одновременно по данным инверсии GeoSphere снизилась контрастность границы подошвы прикровельного целевого коллектора, что интерпретировалось как возможное выклинивание коллектора либо ухудшение коллекторских свойств (см. рис. 5) [4]. Было принято решение продолжить бурение со сбросом зенитного угла с целью плавного приближения и входа в нижний коллектор. К моменту достижения глубины 5150 м по данным геофизических исследований наблюдались переслоения глинистых и тонких прослоев песчаных пород, что также косвенно указывало на приближение к коллектору. Однако контрастность УЭС по разрезу снизилась до 6–7 Ом·м. Согласно результатам предварительного моделирования это означало увеличение глинистости пласта и фактически его замещение. В результате был сделан вывод, что нижний пласт не представляет промышленного интереса, и на глубине 5202 м бурение горизонтальной секции было остановлено. Финальный разрез с отображением инверсии GeoSphere представлен на рис. 6.

## Заключение

Для эффективной проводки ствола в границах тонкого, осложненного разрывными нарушениями пласта, и сопутствующего глубинного картирования нескрытых ниже- и вышезалегающих пластов применялась технология дистанционного сверхглубокого картирования разреза с применением прибора GeoSphere. Геонавигация включала круглосуточный мониторинг и анализ каротажа в процессе бурения добывающей скважины, а также оперативную обработку данных для принятия решений по корректировке траектории.

В ходе бурения выявлены значительное изменение геологического строения месторождения по сравнению с исходной структурной моделью; множество малоамплитудных разрывных нарушений; изменение литологического состава пород и параметров пласта по латерали.

В ходе сопровождения бурения было выполнено 35 корректировок траектории для удержания ствола скважины в пределах целевого коллектора и обеспечения высокого добычного по-

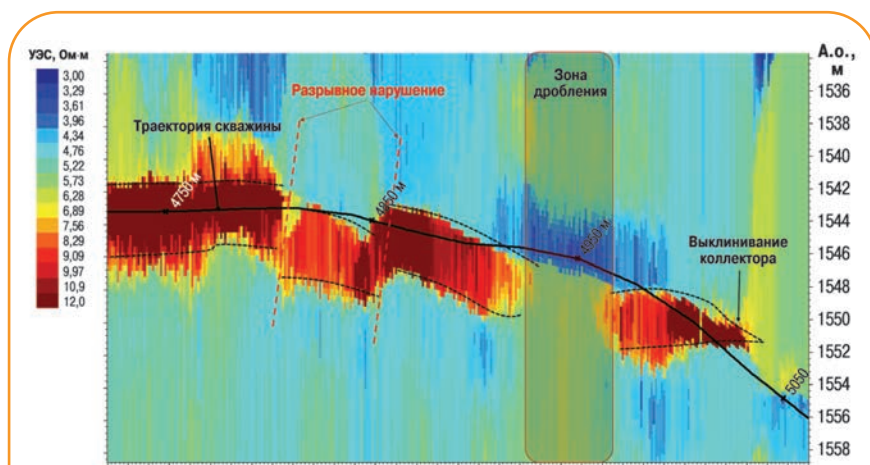


Рис. 5. Интерпретация разломов, субвертикальной зоны дробления пород и выклинивания коллектора по данным инверсии комплекса сверхглубокого картирования разреза

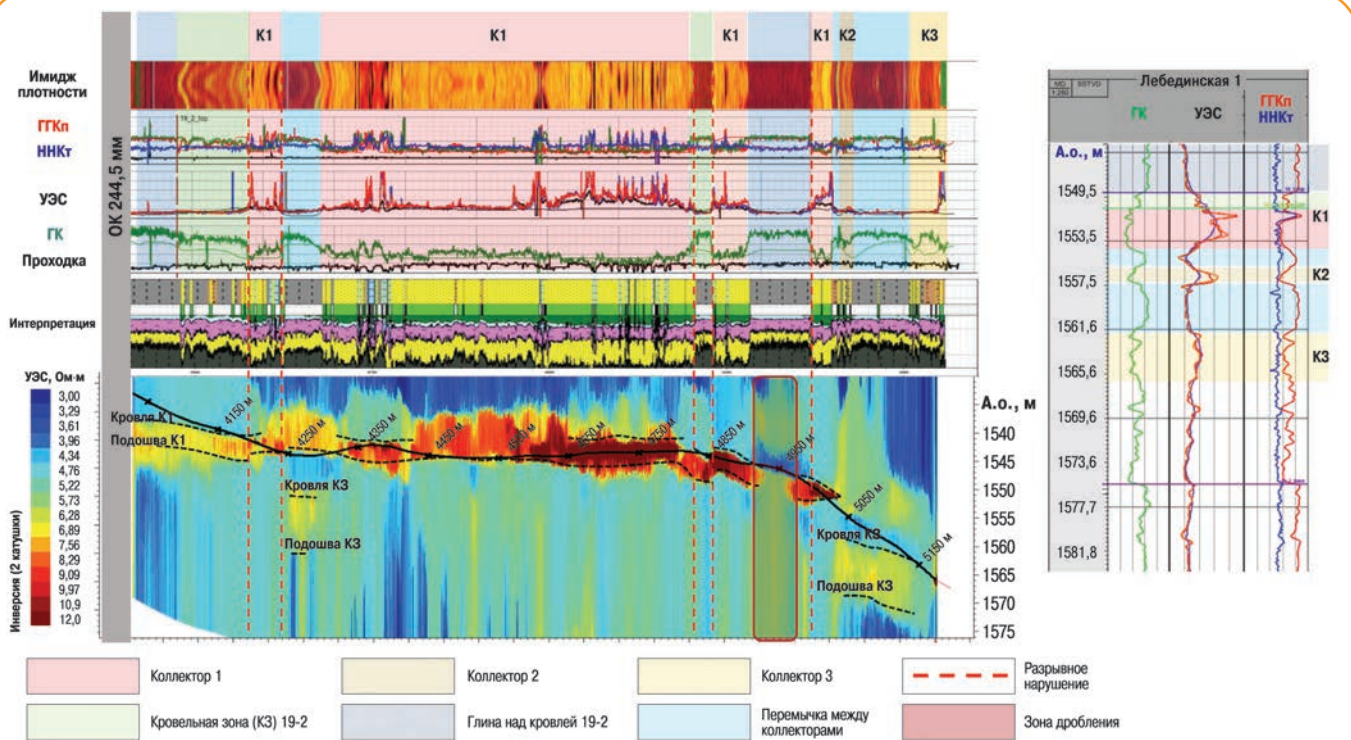


Рис. 6. Выделение коллекторов на основании инверсии и корреляции с данными опорной скважины

тенциала. Эффективная проходка по коллекторам составила 542 м при плановом показателе – 500 м.

Примененный комплекс геонавигации подтвердил свою эффективность в процессе строительства скважины с БОВ на шельфе о. Сахалин. Планируется его использование для бурения последующих скважин на Лебединском месторождении. Технология рекомендуется к применению на других месторождениях в схожих геологических условиях.

Геологическое сопровождение в процессе бурения эксплуатационных скважин с применением технологии сверхглубокого картирования разреза GeoSphere позволяет наряду с обеспечением проводки горизонтального ствола по сложным коллекторам решать вопросы доизучения разреза и выявления новых, не вовлеченных в разработку запасов.

## Список литературы

1. Griffiths R. Well Placement fundamentals: reference book. – Schlumberger, 2009. – 327 p.
2. Full 3D deep directional resistivity measurements optimize well placement and provide reservoir-scale imaging while drilling / J. Seydoux, E. Legendre, E. Mirto [et al.] // SPWLA 55th Annual Logging Symposium, 18–22 May, Abu Dhabi, United Arab Emirates. SPWLA-2014-LLLL. – P. 1–6.

3. Комплексный подход при бурении скважин БОВ\* с использованием инновационной технологии сверхглубокого картирования разреза во время бурения на месторождении имени Ю. Корчагина / С. Штунь, М. Голенин, А. Штунь [и др.] // SPE 176536-RU. – 2015.

4. Cogswell T.L., Egan M.J., Kim V. Application of GeoSphere logging tool for well placement and reservoir surveillance at Chayvo field, Sakhalin, Russia // Third EAGE International Science and Applications workshop Far East Hydrocarbons, 7 September, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia. – P. 1–6.

## References

1. Griffiths R., *Well Placement fundamentals: reference book*, Schlumberger, 2009, 327 p.
2. Seydoux J., Legendre E., Mirto E. et al., *Full 3D deep directional resistivity measurements optimize well placement and provide reservoir-scale imaging while drilling*, SPWLA 55th Annual Logging Symposium, 18–22 May, Abu Dhabi, United Arab Emirates, SPWLA-2014-LLLL, pp. 1–6.
3. Shtun' S., Golenkin M., Shtun' A., Shtepin D. et al., *Integrated approach to drilling ERD wells with the innovative reservoir-scale mapping while drilling technology on Korchagina field* (In Russ.), SPE-176536-RU, 2015.
4. Cogswell T.L., Egan M.J., Kim V., *Application of GeoSphere logging tool for well placement and reservoir surveillance at Chayvo field, Sakhalin, Russia*, Third EAGE International Science and Applications workshop Far East Hydrocarbons, 7 September, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, pp. 1–6.

# Закономерности развития перспективных карбонатных объектов в венд-кембрийском осадочном чехле южной части Сибирской платформы

А.В. Гайдук, Е.Г. Каширина, Н.А. Редькин, Е.А. Данько (ООО «РН-Эксплорейшн»)  
А.В. Филичев, А.Н. Петров (ПАО «ВЧНГ»)

**Ключевые слова:** Восточная Сибирь, Непско-Ботуобинская антеклиз, Непский свод, коллектор, усть-кутский горизонт, осинский горизонт, фундамент

**Key words:** Eastern Siberia, Nepa-Botuobinskaya antecline, Nepa arch, oil reservoir, Ust-Kut horizon, Osinsky horizon, basement

**Адрес для связи:** a\_gaiduk@rn-exp.rosneft.ru

## Введение

При поисках и разведке углеводородов установление связей расположения перспективных и продуктивных объектов с диагностическими признаками является первоочередной задачей. В данной работе рассматриваются перспективные карбонатные отложения северной части Иркутской области и подходы к обнаружению в них залежей углеводородов на примере осинского и усть-кутского горизонтов.

## Осинский горизонт

В настоящее время осинский горизонт нижнего кембрия не является основным объектом для поиска и разведки углеводородов на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» в Иркутской области среди карбонатных коллекторов. Однако из коллекторов органогенного происхождения на участках увеличенных общих толщин получены значительные притоки углеводородов на Игнялинском, Талаканском и Южно-Талаканском месторождениях.

На территории Непско-Ботуобинской антеклиз выделяется несколько зон развития органогенных построек в усольское время, но даже в их пределах результаты бурения и сейсморазведки свидетельствуют о высокой степени латеральной литологической изменчивости осинского горизонта. Для понимания геологического строения осинского горизонта и картирования зон улучшенных коллекторских свойств карбонатных пород необходимы современные подходы к комплексной интерпретации

геолого-геофизических данных. В 2011 г. была выполнена переинтерпретация всего объема данных сейсморазведки 2D, в результате которой оконтурена область повышенных толщин отложений осинского горизонта в южной части Преображенского лицензионного участка (ЛУ), слабо изученной бурением. Ранее эта область также выделялась, однако ее детальное изучение не проводилось. На участке аномалии прогнозировалось увеличение толщины осинского горизонта от 50 до 75 м, южная граница зоны резко сменялась областью уменьшенных толщин (до 18 м).

В советское время в зоне интереса была пробурена скважина, которая вскрыла 25 м рифовой постройки, но впоследствии скважину ликвидировали из-за неконтролируемого нефтегазопроявления. Морфология выявленного объекта была детализирована по результатам 3D сейсморазведки, интерпретация которых позволила значительно уточнить геологическое строение осинского горизонта.

При интерпретации данных сейсморазведки применялся комплексный подход, который включал следующие этапы:

- привязка скважин, корреляция горизонтов;
- спектральная декомпозиция с настройкой на разные целевые интервалы;
- сейсмогеологическое моделирование;
- совместный анализ сейсмофаций и результатов моделирования;
- определение наиболее перспективных участков.

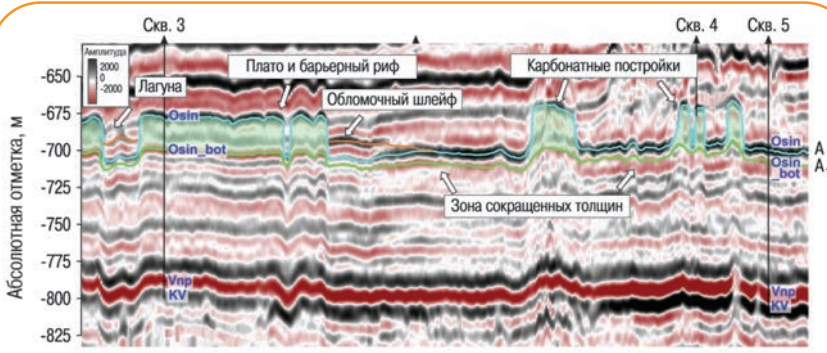


Рис. 1. Выделение рифовых построек осинского горизонта (на цветовой шкале отображена амплитуда сейсмического сигнала)

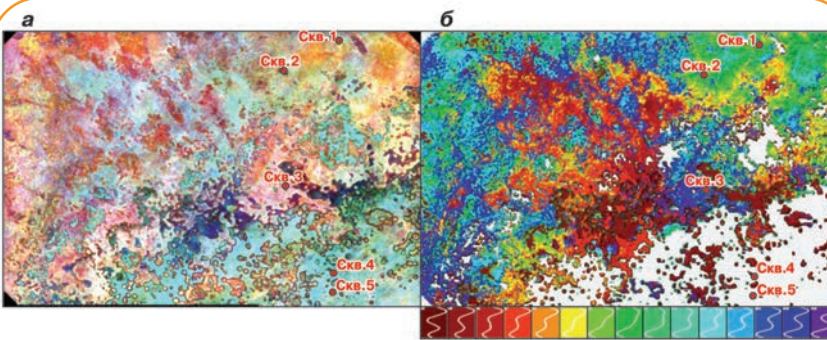


Рис. 2. Срез куба спектральной декомпозиции (а) и карта сейсмифаций в интервале осинского горизонта (б)

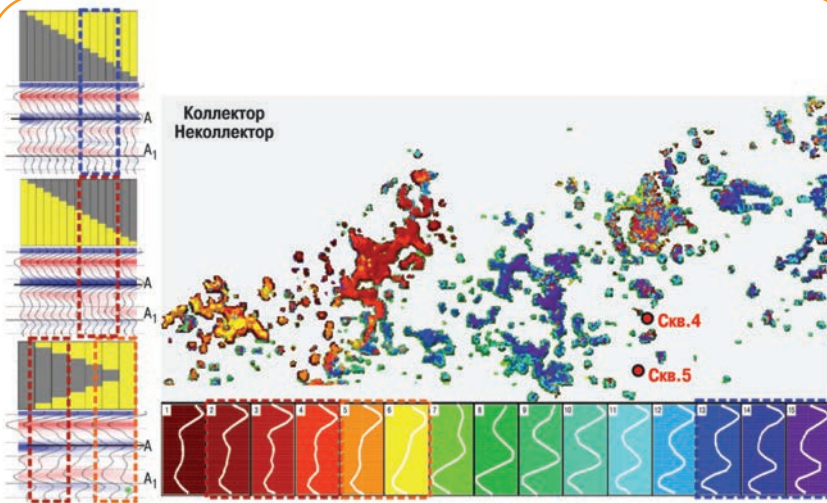


Рис. 3. Анализ карты сейсмифаций и результатов моделирования литологии осинского горизонта

В результате интерпретации получены карты кровли и подошвы осинского горизонта, дающие представление о толщинах интервала и палеогеографических зонах, среди которых выделяются одиночные постройки, барьерный риф, лагуны, обломочные шлейфы, плато и зона сокращенных толщин (рис. 1).

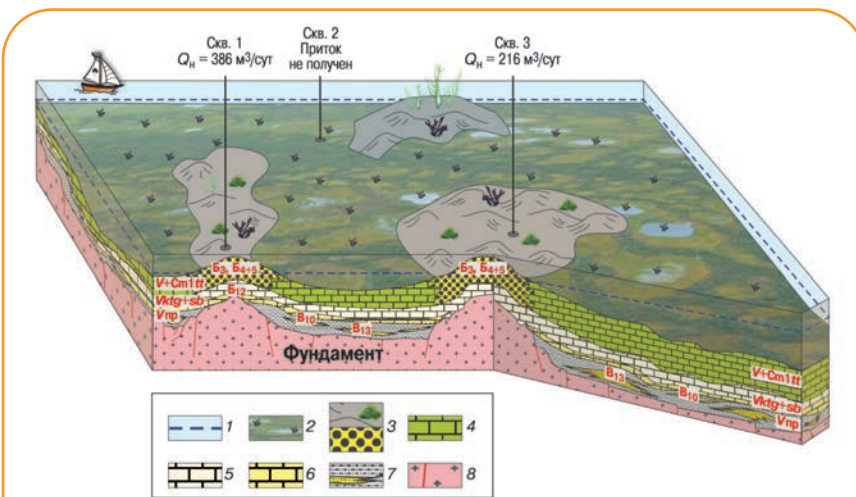
Изменчивость динамических характеристик осинского горизонта по площади иллюстрирует срез куба

спектральной декомпозиции, на котором зоны шлейфов значительно отличаются по частотному составу от смежных рифов (рис. 2). Совместный анализ карты сейсмифаций и результатов моделирования в условиях неравномерного охвата скважинными данными позволяет разделить одиночные постройки на три типа (см. рис. 2): синий цвет – с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в верхней части постройки; красный – с улучшенными ФЕС в нижней части постройки; оранжевый – с двумя прослоями с улучшенными ФЕС в верхней и нижней частях пласта. По результатам моделирования постройки «оранжевого» класса отнесены к наиболее перспективным с точки зрения наличия коллекторов (рис. 3).

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, полученных при изучении Преображенского ЛУ, дала представление о детальном геологическом строении осинского горизонта. Выявленные органогенные постройки и карбонатные шлейфы считаются новыми перспективными объектами с точки зрения обнаружения коллекторов и залежей углеводородов на Преображенском ЛУ. В 2016 г. на два одиночных объекта пробурены скважины, результаты бурения и интерпретации геофизических исследований которых свидетельствуют о значительном потенциале открытых объектов. Пористость отложений осинского горизонта достигает 21,5 %, проницаемость – 0,06 мкм<sup>2</sup> при эффективных толщинах более 30 м.

### Усть-кутский горизонт

В Иркутской области высокоперспективными также являются карбонатные отложения усть-кутского горизонта. Они распространены на всей территории исследований и представлены литологически однородным пластом со значительно различающимися по латерали ФЕС, закономерности распределения которых длительное время не были установлены. Однако в 2011 г. после бурения скважины, давшей фонтанный приток нефти дебитом 216 м<sup>3</sup>/сут, и повторном анализе данных по уже про-



**Рис. 4. Принципиальная схема формирования отложений усть-кутского горизонта:**

1 – уровень моря, базис волновой деятельности; 2 – морское дно; 3 – отмельные острова (намывные бары), преимущественно состоящие из обломков микрофитолитовых доломитов и реликтов микрофитолитов; 4 – тэ-тэ-рская свита, доломиты разнокристаллические микритовые микрофитолитовые, иногда строматолитовые, встречаются отмельные острова; 5 – катанская и собинская свиты, доломиты светло-серые глинистые и ангидритистые с прослоями аргиллитов; 6 – преобразенский горизонт, доломиты кристаллические, иногда зернистые; 7 – непская свита, аргиллиты и алевролиты, в состав свиты входят песчаные пласты  $B_{10}$  и  $B_{13}$ ; 8 – породы фундамента, разрывные нарушения

буренным приточным скважинам Даниловского месторождения было установлено, что все эти скважины пробурены в зонах погребенных выступов фундамента и имеют сходное строение: характеризуются отсутствием нижней базальной терригенной свиты венда (непская свита) и уменьшением толщины нижнего карбонатного горизонта (преобразенский горизонт) вплоть до полного его отсутствия.

На основании результатов анализа керна и седиментологических исследований была сформирована геологическая концепция [1], объясняющая подобный характер распределения ФЕС в отложениях усть-кутского горизонта тем, что выступы фундамента оказали непосредственное влияние на палеогеографические условия в усть-кутское время. Это привело к накоплению в областях выступов хорошо сортированных зернистых карбонатов с высокими ФЕС (рис. 4).

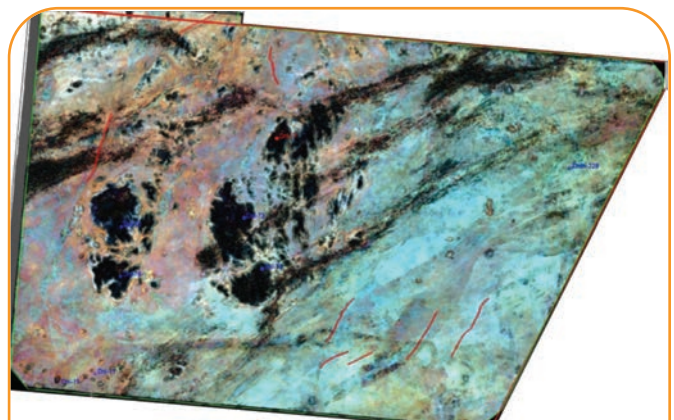
В настоящее время все скважины, пробуренные в областях выступов фундамента, подтверждают данную концепцию. Наличие новой информации (результаты бурения скважин, детального анализа материалов 3D сейсморазведки) позволило сделать дополнительные выводы о влиянии погребенных выступов фундамента на строение осадочного чехла и нефтегазоносность региона. Были установлены зависимости между ФЕС усть-кутского горизонта и

величиной (амплитудой) выступов фундамента. Картирование выступов фундамента стало намного более точным за счет проведения широкоазимутальной 3D сейсморазведки (рис. 5).

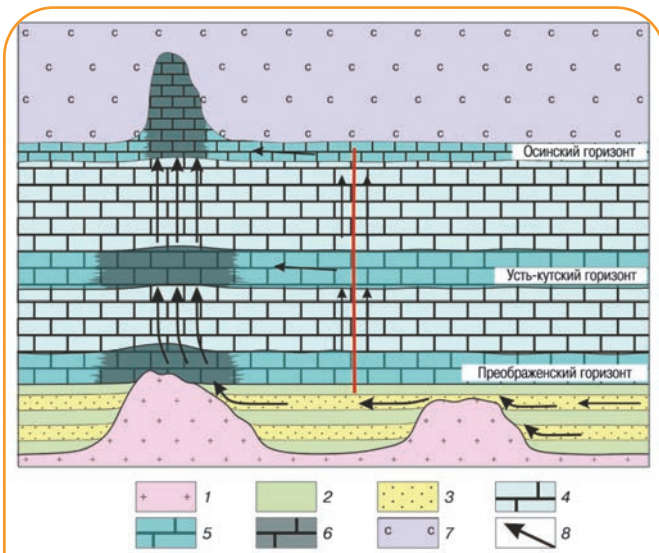
### Миграция углеводородов

Наличие выступов влияет не только на коллекторские свойства, но и на процессы миграции углеводородов. Вероятно, склоны выступов являлись транзитной зоной для миграции углеводородов из терригенных отложений в вышележащие карбонатные пласты. Базальный слой терригенных отложений, находящийся на породах фундамента, был основным путем миграции углеводородов в коллекторы сводовых частей Непско-Ботубинской антеклизы из очага нефтегенерации, предположительно находившегося в Предпатомском региональном прогибе. При наличии на пути миграции выступов, не перекрытых терригенными отложениями, склоны которых являлись

проводящими зонами, углеводороды из терригенных отложений мигрировали в вышележащие карбонатные пласты. Это подтверждается зональностью нефтегазоносности терригенных отложений. Так, в зонах, расположенных за выступами относительно области генерации углеводородов, притоков нефти не получено. В свою очередь крупные месторождения в терригенных отложениях, например, Верхнечонское, характеризуются отсутствием крупных выступов, не перекрытых терригенными отло-



**Рис. 5. Строение погребенных выступов фундамента (черный цвет) на срезах комплексного куба спектральной декомпозиции и когерентности**



**Рис. 6. Принципиальная схема миграции углеводородов в усть-кутский и осинский горизонты:**

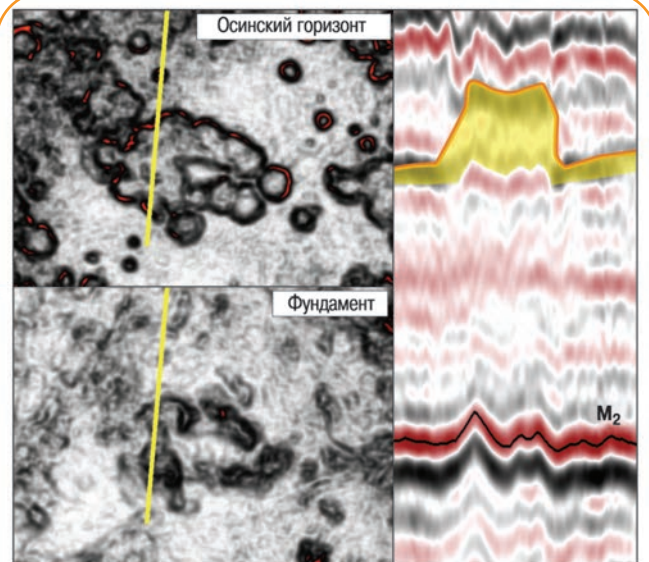
1 – кристаллический фундамент; 2 – глинистые терригенные отложения; 3 – песчаные терригенные отложения; 4 – глинисто-карбонатные отложения; 5 – перспективные карбонатные комплексы; 6 – залежи углеводородов в перспективных карбонатных комплексах; 7 – соли; 8 – пути миграции углеводородов

жениями на пути миграции углеводородов в коллектор из нефтематеринских пород (рис. 6).

Так как ФЕС усть-кутского горизонта контролируется рельефом эрозионной поверхности фундамента, есть высокая вероятность, что развитие перспективных объектов в осинском горизонте также контролируется выступами фундамента. Такой вариант возможен, если неровности морского дна не успели нивелироваться за время накопления усть-кутских и подосинских отложений, что может быть связано с различными коэффициентами уплотнения карбонатных, терригенных отложений и пород фундамента.

Как известно, органогенные постройки тяготеют к областям, хотя бы немного приподнятым относительно общего рельефа дна [2]. Такой пример был обнаружен при анализе срезов куба когерентности на уровне осинского горизонта и уровне фундамента (рис. 7). Контур органогенной постройки повторяет контур выступа фундамента, но по сейсмической записи отличается от участков аномалий, вызванных высокоскоростными постройками, для которых характерно постепенное выполаживание отражений вниз по разрезу. Продуктивность аналогичных органогенных построек подтверждена бурением.

Таким образом, доказана возможность влияния строения эрозионного рельефа фундамента на продуктивность не только усть-кутского, но и осинского горизонта.



**Рис. 7. Пример зависимости локализации органогенных построек осинского горизонта от строения эрозионной поверхности фундамента**

### Заключение

В работе проведен анализ закономерностей развития перспективных объектов в усть-кутском и осинском карбонатных горизонтах, который подтвердил влияние рельефа эрозионной поверхности фундамента на фациальные особенности и ФЕС вышележащих целевых карбонатных горизонтов. Обозначены ключевые поисковые признаки залежей углеводородов в перспективных карбонатных горизонтах венда и нижнего кембрия.

### Список литературы

1. Гайдук А.В., Альмендингер О.А. Условия формирования и критерии прогноза улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров//SPE 1686554. – 2013.
2. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ООО «EAGE Геомодель», 2014. – 232 с.

### References

1. Gaiduk A.V., Almendinger O.A., *Principles of Vend-Cambrian reservoir prognosis (Based on Siniavskiy and North-Danilovskoe fields)* (In Russ.), SPE 168655, 2013.
2. Zhemchugova V.A., *Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozheniy* (Reservoir sedimentology of carbonate rocks), Moscow: Publ. of EAGE Geomodel', 2014, 232 p.



# Применение нового концептуального подхода к использованию данных ГИС в горизонтальных и сильно искривленных скважинах

Л.Д. Елисеева (ООО «РН-Шельф-Арктика»),  
Г.С. Стунжа, К.О. Шмыгля (ООО «РН-Эксплорейшн»),  
А.А. Бовыкин (ПАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, ГИС в горизонтальных скважинах, геонавигация, интеграция геолого-геофизических данных, прямое моделирование

**Key words:** horizontal wells, horizontal wells' logging, geosteering, geological and geophysical data integration, forward modelling

**Адрес для связи:** [ld\\_eliseeva@rosneft.ru](mailto:ld_eliseeva@rosneft.ru)

## Введение

В последние десятилетия объем бурения горизонтальных скважин (ГС) с большим отходом от вертикали неуклонно растет. Геолого-геофизическая информация, полученная по результатам бурения таких скважин, традиционно использовалась лишь для качественной оценки вскрытых отложений, а все количественные геолого-геофизические параметры для оценки объекта в целом рассчитывались только по вертикальным скважинам.

С появлением аппаратуры для полного комплекса ГИС в горизонтальных скважинах стало возможным определение количественных параметров пласта. Однако в основном для этого используются исходные кривые, что приводит к значительным ошибкам, в частности из-за сильного влияния близлежащих пластов на показания приборов во вскрытых отложениях. Кроме того, моделирование с целью подсчета запасов и последующего прогноза добычи, как правило, основано на алгоритмах пространственного анализа, использующих информацию как о горизонтальной, так и о вертикальной вариативности свойств. Данных о вертикальной вариативности свойств исследования ГС практически не дают, зато, в отличие от исследований скважин с малым отходом от вертикали, позволяют уточнить латеральное распространение

пластов и их свойств. При этом в случае вертикальной скважины свойства вскрытых отложений одинаково распространяются на достаточно большой радиус (первые десятки – сотни метров) от скважины коаксиально-цилиндрически во всех направлениях с учетом пластовой структуры, тогда как свойства по ГС могут распространяться лишь латерально вдоль ее траектории, поскольку положение границ пластов даже на малом удалении от скважины по вертикали определить невозможно. Эта проблема усугубляется с увеличением отхода от вертикали, при геологической изменчивости, а также в сложнопостроенных месторождениях (клиноформенных, русловых и др.). С учетом неопределенности сейсмических данных по вертикали привязка данных горизонтальной скважины к результатам сейсмических исследований также осложнена.

## Особенности проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Стандартные методики подсчета запасов предполагают наличие определенных входных параметров, часть из которых трудно определить с достаточной степенью достоверности по данным геофизических исследований горизонтальных скважин. К таким параметрам относятся, например, эффективные нефте- и газонасыщенные толщи-

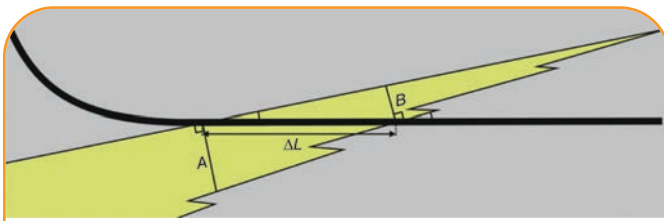


Рис. 1. Определение толщины пласта, вскрытого горизонтальной скважиной

ны. В случае неперпендикулярного входа в продуктивный пласт его толщина TST (true stratigraphic thickness – «истинная стратиграфическая толщина») рассчитывается через проходку по пласту и синус угла, под которым скважина его пересекает, определяемый по данным имиджеров LWD.

Неопределенность в такой оценке угла тем больше, чем больше проходка по конкретному пласту (рис. 1), что приводит к неопределенности в определении толщин. Кроме того, в случае изменчивости толщины пласта вдоль траектории скважины либо пересечения скважиной кровли и подошвы пласта под разными углами неизвестно, какую из толщин A или B (см. рис. 1) следует использовать в качестве подсчетного параметра при пространственных построениях. К тому же, если скважина пересекает только кровлю или подошву пласта, то определить толщины в принципе нельзя. Таким образом, по данным исследований ГС невозможно построение карт эффективных толщин, часто применяемых при подсчете запасов.

Положение флюидальных контактов также определить нельзя, поскольку в случае единого плоского контакта в залежи ГС пройдет параллельно ему. С другой стороны, поскольку горизонтальные скважины, как правило, относятся к эксплуатационному фонду и бурятся на разных этапах разработки месторождения, информация, полученная в ГС, позволяет оценить распределение начальной насыщенности под действием капиллярных явлений или ее изменение в процессе разработки. На рис. 2 приведен пример прорыва воды по средней части пласта, представленной породами с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, тогда как соседние

интервалы пласта еще не обводнились, хотя и были затронуты разработкой. Такую информацию, изменившую представление о поведении флюидов в пласте, нельзя получить при исследовании одной вертикальной скважины. Так, скв. 1 на рис. 2 вскроет нефтяную зону только верхнего пласта, а скв. 2 – всех трех пластов, что не позволит сразу обнаружить неравномерный подъем контакта.

Вторым источником неопределенности является неприменимость методик количественной оценки свойств пластов по данным ГИС без их специальной обработки. Это связано с усложнением геометрии системы скважина – пласт, влияющим на показания регистрируемых при ГИС физических величин и приводящим к нечетким каротажным характеристикам границ пластов и других неоднородностей разреза (например, конкреций цементированных песчаников). Как показано на рис. 3,

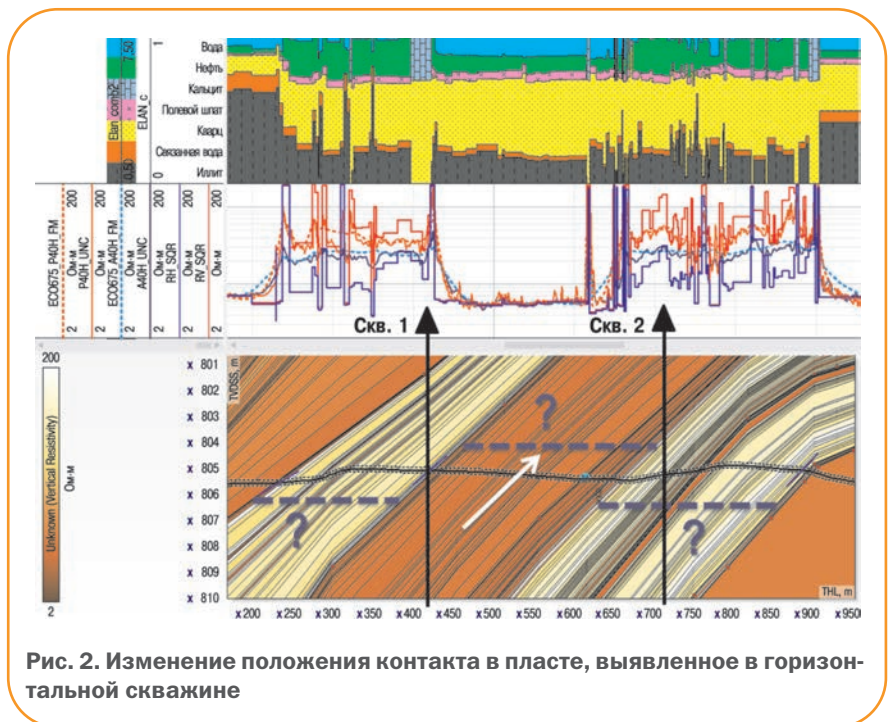


Рис. 2. Изменение положения контакта в пласте, выявленное в горизонтальной скважине

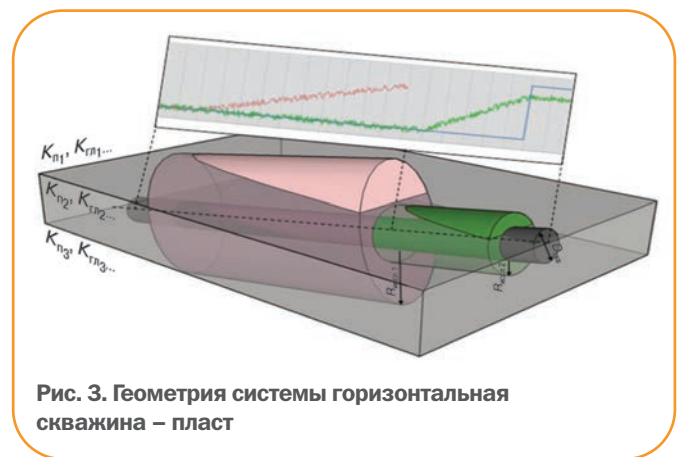


Рис. 3. Геометрия системы горизонтальная скважина – пласт

при пересечении пласта под небольшим углом область исследования каротажных приборов будет включать несколько пластов, и сама скважина может частично находиться в одном пласте, частично – в другом. Без информации о геологическом строении и особенностях залегания пластов невозможно определить, какой из них больше влияет на показания интегрального прибора.

Существенное влияние на регистрируемые данные оказывают переслаивание и особенности вмещающих пород. В отличие от вскрытия пластов вертикальной скважиной в горизонтальных скважинах анизотропия, в разной степени свойственная практически всем геологическим разностям, значительно в большей степени отражается на каротажных данных, что является одной из ключевых проблем для прогноза характера насыщения и динамических свойств объектов исследования. Форма стенок и геометрия горизонтальной скважины в значительной мере определяют необходимые поправки на условия измерения в показания методов ГИС. Желобы, вывалы, овализация, уступы и другие осложнения формы ствола должны тщательно учитываться и контролироваться при помощи данных азимутальной кавернометрии и других методов LWD.

Все перечисленные факторы усугубляются различием в объеме исследуемых пород для каротажных приборов и их индивидуальных зондов (для многозондовых модификаций). Показания приборов с большей глубиной исследований будут характеризовать средние свойства разных пород, находящихся на некотором удалении от скважины, а с меньшей – соответствовать породам в непосредственной близости от стенки скважины. При ортогональном пересечении границ пластов скважиной латеральные вариации литологического состава и свойств исследуемых отложений в пределах разрешающей способности всех методов комплекса, как правило, пренебрежительно малы, что позволяет комплексировать показания различных методов для оценки глинистости, пористости и других параметров пласта. В случае близкого к параллельному расположения геологических границ относительно оси прибора это допущение, а соответственно и основанные на нем методики совместной интерпретации данных ГИС часто неприменимы.

Таким образом, для получения адекватных параметров пород в скважине и непосредственной близости от нее и уточнения положения границ геоло-

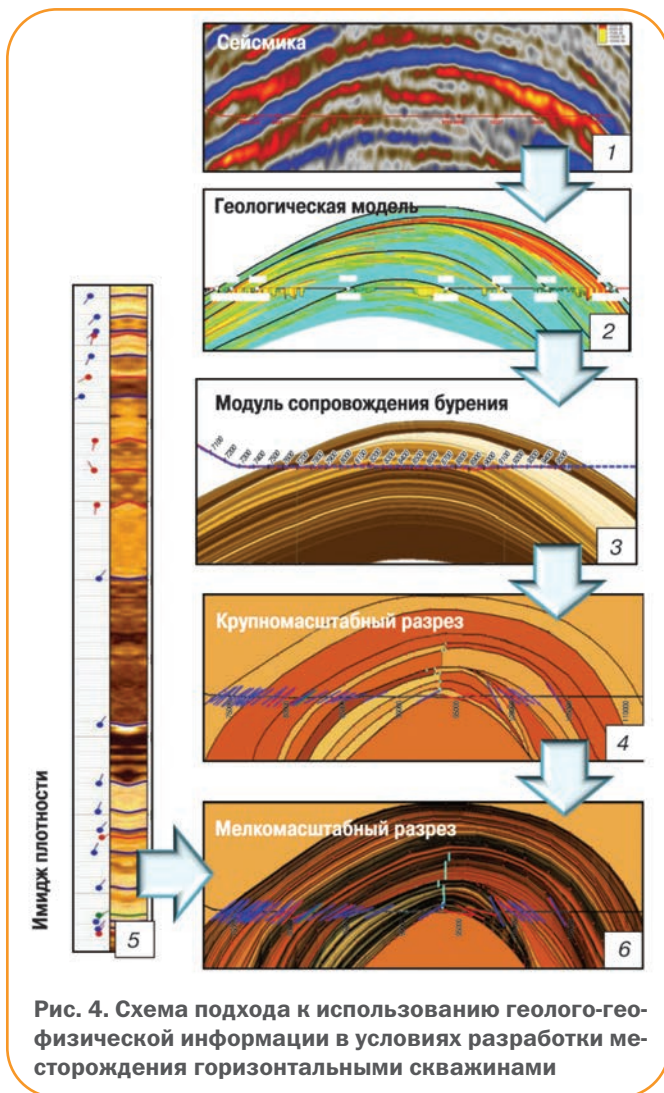
гических тел необходимы использование азимутальных методов исследований, позволяющих учесть трехмерное пространственное распределение объектов и их свойств, разработка новых методических подходов и программных решений для снижения неопределенности и компенсации влияния скважины и близлежащих пород, а также для эффективной интеграции геолого-геофизической информации различных масштабов.

## Новый подход к использованию данных исследований горизонтальных скважин

В последние годы перечисленные проблемы широко обсуждаются, для их решения создаются программное обеспечение и методические подходы. Один из таких подходов был применен при проведении исследований в скважинах с очень большими длинами горизонтальных секций, пробуренных на шельфе Сахалина. Объектом исследования являлись терригенные отложения нутовской свиты. В ходе работы использовались такие программные продукты, как Petrel (в том числе модуль Geosteering) и Techlog (модуль 3D Petrophysics).

Основной принцип данного подхода заключается в комплексировании разномасштабных данных (рис. 4). Так, основное представление о геологическом строении продуктивных отложений, полученное на основании сейсмических данных 1 используется для создания базовой геолого-геофизической модели 2. На основании этой модели проектируются траектории скважин и выполняется предварительный прогноз свойств до начала бурения. При получении новых данных каротажа как в процессе бурения, так и из памяти приборов проводятся корректировка в интервалах, пройденных скважиной, и пересмотр прогнозов для еще не вскрытых интервалов. Положение границ геологических тел уточняется путем сравнения прогнозных и зарегистрированных каротажных данных и постоянного обновления разреза вдоль траектории скважины в геонавигационном программном обеспечении 3. По результатам всестороннего анализа получаемой информации может быть принято решение об изменении геологических целей, плановой траектории и схемы заканчивания скважины.

Таким образом, уже в процессе бурения уточняется геологическая концепция, которая служит основой для создания крупномасштабного разреза в программных приложениях, использующих численные методы решения прямой задачи раз-



личных методов ГИС с учетом особенностей залегания вскрытых отложений 4. Применение специальных форматов визуализации позволяет интегрировать различные типы данных, такие как структурные модели разреза на основе сейсмике совместно с границами геологических объектов, подтвержденными при сопровождении бурения, и результаты интерпретации имиджерсов ГИС в процессе бурения 5 для построения мелкомасштабной модели разреза 6 (см. рис. 4). Стоит отметить, что этот процесс не автоматизирован, и на данном этапе построение всех геологических границ выполняется вручную.

Следующим этапом обработки является создание детальной модели геофизических свойств путем присвоения каждому прослою значения геофизического параметра (естественная радиоактивность, плотность и фотоэлектрический фактор, нейтронная пористость, вертикальное и горизонтальное сопротивление) и расчет синтетических каротаж-

ных кривых с применением алгоритмов решения прямой задачи на основании этой слоистой модели. Качество моделирования проверяется сопоставлением расчетных и зарегистрированных в скважине кривых. Модель корректируется до достижения удовлетворительной сходимости путем итеративной настройки распределения свойств и положения границ. Проекция геофизических параметров на траекторию скважины в виде ступенчатых кривых является исходным материалом для петрофизической интерпретации. При этом они будут отражать свойства пород, не искаженные влиянием скважины и близлежащих геологических объектов. Использование ступенчатых кривых, полученных в результате описанного процесса обработки, позволяет обоснованно применять единую петрофизическую интерпретационную модель как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин.

Следует отметить, что этот процесс требует от геофизика-интерпретатора понимания не только поведения каротажных кривых в зависимости от литологии, пористости и флюидонасыщения в скважине и непосредственной близости от нее, но и особенностей траектории и геометрии ствола скважины. Подобная работа является итеративной и на всех этапах должна проводиться в условиях тесного взаимодействия геолога и петрофизика во избежание ошибок интерпретации. Пример эффективного использования данной методики показан на рис. 5.

Стандартная интерпретация необработанных данных LWD предполагала наличие нефтенасыщенного коллектора, но результат визуализации скважины и разреза и построения слоистой модели для решения прямой задачи позволил сделать вывод о наличии плотного песчаника с карбонатным цементом, который повышает показания методов удельного электрического сопротивления, даже если он не вскрыт скважиной.

Таким образом, при построении корректной слоистой геолого-геофизической модели вдоль траектории скважины важна любая информация о трехмерном распределении геофизических свойств, зарегистрированных в скважине. Одной из особенностей аппаратных комплексов ГИС в процессе бурения является возможность регистрации данных различных методов исследований в режиме азимутального замера – пространственно-ориентированных массивов из нескольких замеров на одной глубинной точке. По степени азимутальной дис-

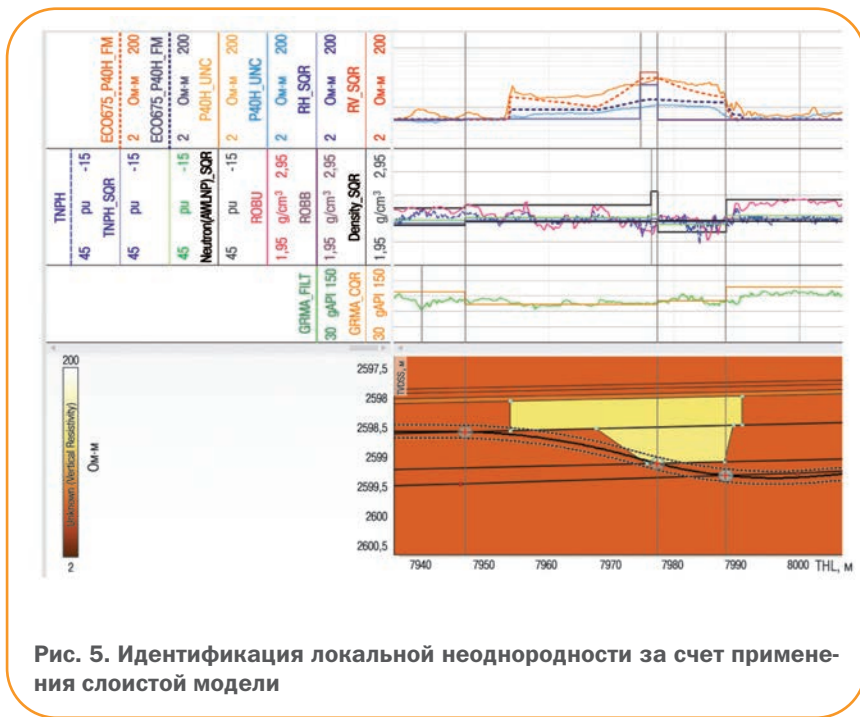


Рис. 5. Идентификация локальной неоднородности за счет применения слоистой модели

кретизации данные каротажа в процессе бурения значительно изменяются от высокоразрешающих 64-секторных имиджей до квадрантов – четырех базовых кривых, ориентированных вверх, вниз, вправо и влево относительно оси скважины.

При применении описанных подходов, связанных с решением прямой задачи ГИС численными методами, существует возможность расчета синтетических высокоразрешающих имиджей гамма-каротажа и плотностного каротажа, а также плот-

ностного каротажа по четырем квадрантам. Поэтому в процессе настройки слоистой модели необходимо минимизировать ошибку в восстановлении всех четырех или более азимутальных кривых, поскольку средняя интегральная объемная плотность не отражает реального изменения свойств пересекаемых пластов. При этом важно учитывать данные азимутальной кавернометрии (UCRA), поскольку состояние ствола скважины напрямую влияет на качество регистрируемых азимутальных кривых плотности (рис. 6). На рис. 6 красным цветом выделены участки разреза, характеризующиеся резкими изменениями диаметра и формы скважины, что затрудняет подбор оптимальных свойств в слоистой модели для удовлетворительного схождения реальных и синтетических кривых.

К сожалению, в настоящее время отсутствует возможность автоматизированного учета имиджа каверномера при обработке кривых ГИС, поэтому одной из задач интерпретатора должна быть оценка влияния состояния ствола скважины и подбор наиболее достоверных свойств элементов разреза на несовершенных участках скважины. При этом в части разреза, выделенной на рис. 6 зеленым цветом, видно, что определение угла по имиджу плот-

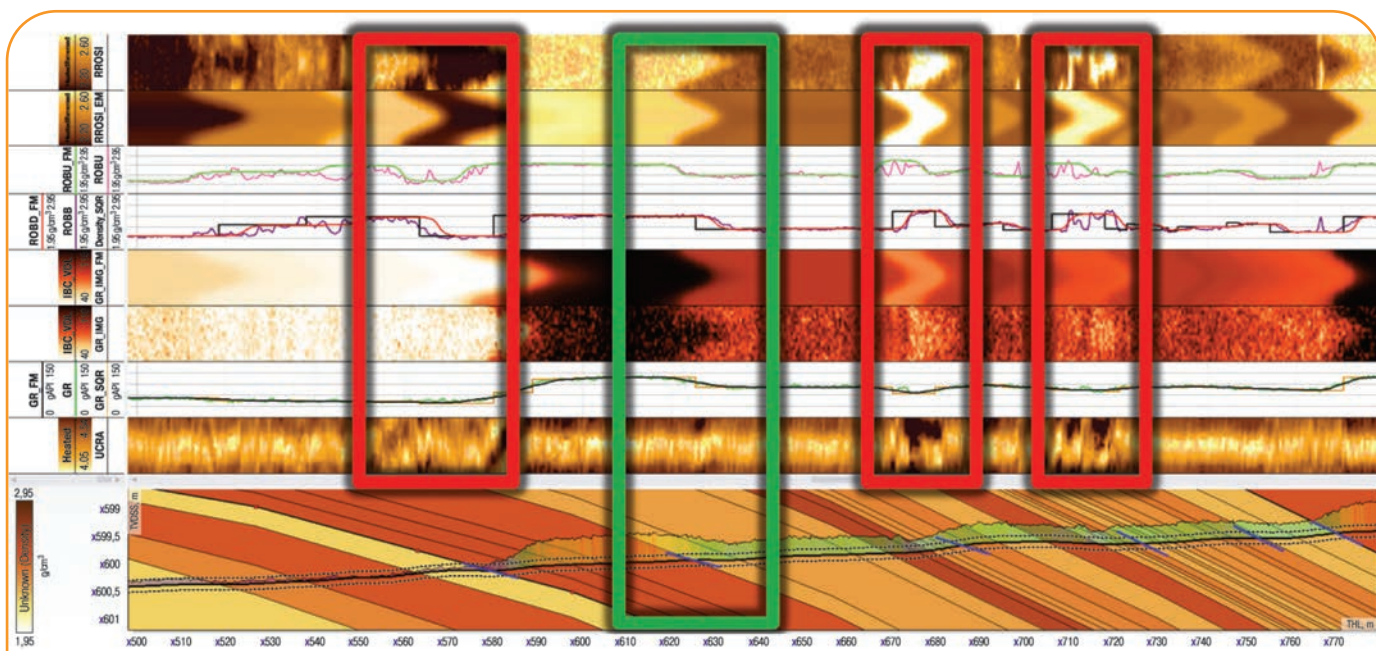


Рис. 6. Создание синтетических азимутальных кривых в модуле ZDP: синими линиями отмечены углы, определенные по имиджу плотности

ности не всегда достоверно, тогда как применение алгоритмов решения прямой задачи для кривых плотности по верхнему и нижнему квадрантам позволяют уменьшить неопределенность в оценке угла пересечения пласта и скважины и скорректировать положение геологических границ.

Детальность слоистой геофизической модели, обеспечивающая получение корректных данных исследований скважин для последующей интерпретации, зависит от свойств разреза, геологических и петрофизических задач, полноты комплекса ГИС, специфических рисков и должна подбираться индивидуально для каждой скважины. При этом общие принципы и последовательность действий остаются неизменными. Результаты геолого-геофизической интерпретации с применением модели оптимальной детальности вдоль траектории ствола скважины на разных этапах ее строительства или переинтерпретации данных передаются в базовую геологическую модель для геометрической корректировки и уточнения пространственного распределения свойств пород на основании данных горизонтального бурения. При этом интеграция и синхронизация разномасштабных геолого-геофизических моделей и тесное междисциплинарное взаимодействие специалистов являются ключевым условием успешного применения предложенного подхода и повышения эффективности использования современного, часто дорогостоящего высокотехнологичного оборудования.

## Выводы

1. Отсутствие информации о вертикальной вариативности разреза и усложнение геометрии системы скважина – пласт в горизонтальных скважинах ограничивают возможность использования данных, полученных в скважинах с большим отходом от вертикали, с применением стандартных подходов к интерпретации геолого-геофизических данных.

2. Для повышения информативности и снижения интерпретационных неопределенностей исследований горизонтальных скважин требуется внедрение программно-аппаратных комплексов, обеспечивающих регистрацию и учет азимутальных замеров с возможностью быстрого решения прямых трехмерных задач ГИС.

3. Стандартный подход к интеграции геолого-геофизической и технологической информации и уровень взаимодействия специалистов различных дисциплин требуют корректировки и адаптации к сложным геолого-геофизическим условиям горизонтального бурения для оптимизации информационных потоков, усовершенствования программных и методических инструментов для принятия максимально эффективных решений.

## Список литературы

1. *Inversion-based method for interpretation of logging-while-drilling density measurements acquired in high-angle and horizontal wells* / A. Mendoza [et al.] // *Geophysics*. – 2012. – V. 77(4).
2. Шмыгля К.О. Обзор проблем и особенностей данных ГИС, ПГИ и методик их обработки и интерпретации в условиях горизонтальных и сильноискривленных скважин // Тезисы докладов XII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – 18–21 сентября 2012. – Геленджик. – С. 60.
3. *Petrophysics in high angle and horizontal wells* / D. Maggs [et al.] // *GEO ExPro*. – 2014. – February. – P. 60–62.
4. Griffiths R. *Well Placement Fundamentals*. – Schlumberger, 2009.

## References

1. Mendoza A. et al., *Inversion-based method for interpretation of logging-while-drilling density measurements acquired in high-angle and horizontal wells*, *Geophysics*, 2012, V. 77(4).
2. Shmyglya K.O., *Obzor problem i osobennostey dannykh GIS, PGI i metodik ikh obrabotki i interpretatsii v usloviyakh gorizontol'nykh i sil'noiskrivlennykh skvazhin* (Overview of problems and features of log data and methods of its processing and interpretation in terms of horizontal and highly deviated wells), *Proceedings of XII nauchno-prakticheskaya konferentsiya "Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekamymi zapasami"* (Geology and development of deposits with hard to recover reserves), 18-21 September 2012, Gelendzhik, p. 60.
3. Maggs D. et al., *Petrophysics in high angle and horizontal wells*, *Proceedings of GEO ExPro*, February 2014, pp. 60–62.
4. Griffiths R., *Well placement fundamentals*, Schlumberger, 2009.

# Вторичная пустотность карбонатных отложений и ее роль в анизотропии проницаемости горных пород

Т.Г. Немирович, М.Ф. Серкин, А.П. Вилесов  
(ООО «ТННЦ»)

**Ключевые слова:** анизотропия проницаемости, ориентированный керн, петрография, карбонатные коллекторы, пятнистая пористость

**Key words:** permeability anisotropy, oriented core, petrography, carbonate reservoir, patchy porosity

**Адрес для связи:** apvilesov@rosneft.ru

## Введение

При разработке залежей углеводородов в карбонатных пластах полнота их охвата воздействием зависит от большого числа разномасштабных факторов, связанных как со сложным геологическим макростроением пласта, так и его свойствами. Избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию приводят к разной ориентации проводящих каналов, или анизотропии.

Существующие методы изучения анизотропии базируются на тензорном представлении физических свойств анизотропного коллектора. Основная роль в карбонатных породах принадлежит крупным поровым каналам размером более 350–500 мкм, кавернам и пустотам выщелачивания, ориентация которых отличается от ориентации более мелкой системы каналов – матричной межзерновой пористости [1].

В статье рассмотрена природа анизотропии проницаемости карбонатных пород, описаны результаты ее изучения на основе лабораторных исследований керна, показана роль анизотропии проницаемости при разработке месторождений.

## О природе анизотропии проницаемости и ее проявлении

В различных породах присутствует анизотропия фильтрационных свойств относительно вертикального и горизонтального направлений. Она зависит от условий седиментации, последующих диагенетических процессов и постдиагенетических преобразований пород под влиянием различных факторов, а также от развития системы вторичных пустот (ка-

верн, трещин, поровых зон). Вследствие высокой химической реактивности карбонатных пород эффект анизотропии проявляется в них особенно значительно как при лабораторных петрофизических исследованиях проницаемости на керне, так и при разработке.

В известняках латеральная анизотропия тесно связана с первичной структурой пород. Значительная часть известняков-коллекторов имеет первичную зернистую структуру, т.е. относится к гранулярному типу (грейнстоуны, рудстоуны, пакстоуны), и по гидродинамическим условиям седиментации практически не отличается от терригенной седиментации. Такие породы часто латерально изотропны.

В известняках с каркасной структурой (фреймстоуны, флаутстоуны, байндстоуны) анизотропия проницаемости выражена наиболее контрастно и история ее формирования в конкретном случае представлена серией различных этапов и событий литогенеза. К таким породам относятся позднефранские рифы Оренбургской области.

На этапе воронежской седиментации и максимального быстрого роста позднефранских рифов была сформирована их сложная каркасная структура, для которой характерны следующие типы первичных пустот: 1) внутрискелетные поры по строматопороидеям и кораллам; 2) межформенные поры по пелоидно-полибиокластовому межскелетному заполнению; 3) полости по скрытым органогенным пустотам; 4) экзотектонические трещины в зонах развития нептунических даек; 5) норки сверлильщиков, встречающиеся по скелетам строматопороидей.

В поздневоронежско-ранневелановское время на этапе значительного эвстатического снижения относительного уровня моря позднефранские рифы представляли собой карбонатные острова с наземной растительностью. В теле рифогенных резервуаров сформировалась трехуровневая гидродинамическая система, включающая вадозную метеорную зону высотой до 40 м, фреатическую метеорную зону толщиной до 30–40 м и фреатическую зону морских поровых вод (рис. 1). Для вадозной метеорной зоны характерно насыщение пустотного пространства пород пресной водой атмосферных осадков и воздухом, для фреатической метеорной – полное насыщение пустот пресными водами атмосферных осадков. Линза метеорных поровых вод имела сильновыпуклую подошву, что подтверждают результаты геофизических исследований скважин (ГИС), и достигала в центральной части построек толщины 70–80 м.

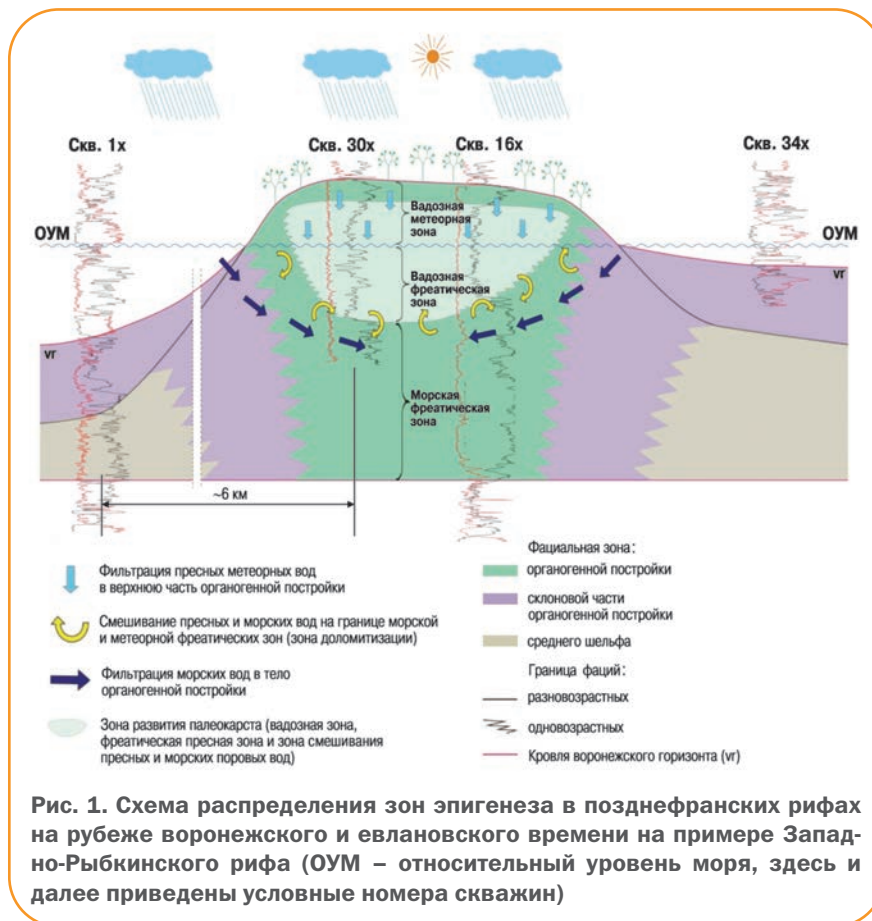
На границе смешивания пресных и морских поровых вод происходило замещение известняков вторичными доломитами. Процессы растворения, выщелачивания, смешивания, протекавшие в телах рифов, значительно изменили пустотное пространство. В это время сформировались следующие зоны и системы: 1) горизонтальные системы каверн и полостей, приуроченные к поверхности зеркала вод

фреатической зоны; 2) системы субвертикальных карстовых трещин и полостей; 3) кавернозные зоны в краевых частях рифов, связанные с участками разгрузки метеорных вод; 4) системы межкристаллических пор и литогенетических трещин в зонах доломитизации; 5) пятнистые зоны межформенных пор и разнообразных каверн, обусловленные рассеянной инфильтрацией метеорных вод и выщелачиванием.

После погружения позднефранских построек и перекрытия их более молодыми осадками рифовые известняки подверглись воздействию возрастающего с глубиной геостатического давления. В результате пустотное пространство пород осложнилось системой текстур компакции: разнозубчатыми стилолитами, стилолитовыми порами и трещинами деформации по стилолитам [2].

Доломиты в отличие от известняков формируются в результате постдиагенетических процессов. Особенности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вторичных доломитов разных продуктивных объектов в значительной степени обусловлены моделью доломитизации [3]. В связи с тем, что процессы доломитизации протекают в подповерхностных условиях при различных геостатическом и боковом горном давлениях для доломитов характерна латеральная анизотропия. В таких коллекторах при метасоматозе формируется система пустот, обеспечивающая фильтрацию флюидов преимущественно в одном горизонтальном направлении.

В разрезе продуктивных карбонатных комплексов, кроме относительно изотропных поровых и анизотропных трещиновато-кавернозных коллекторов, встречаются специфичные коллекторы пятнистой пористостью. По данным А. Лоноя [4] доля коллекторов с пятнистым распределением пор в верхнедевонском продуктивном комплексе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции составляет около 30 %. В качестве примера можно привести пласты Зл<sub>1</sub> и Зл<sub>2</sub> (Оренбург), Фм<sub>1</sub> (Пермское Приуралье), Б<sub>1</sub> (Восточная Сибирь) и другие, которые на микроуровне являются изотропными, а на мезо- и макроуровнях – практически анизотропны. Выделение таких коллекторов зависит от масштаба: они часто игнорируются из-за низкого уровня изученности по керну, а отсутствие спе-







**Рис. 2.** Пятнистое распределение пористости по керну пласта Зл месторождений восточной части Бобровско-Покровского вала (Оренбургская область)

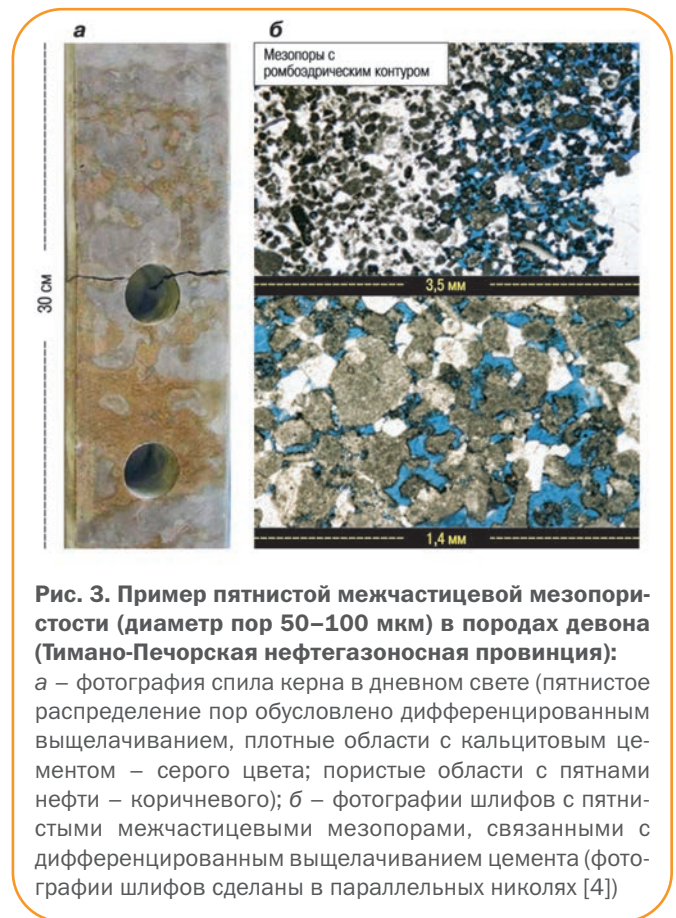
специальных методик и количественных оценок параметров не позволяет учитывать их при оценке запасов. Использование «традиционных» подходов к исследованиям керна коллекторов пятнистой пористости неэффективно. На рис. 2 приведены снимки керна нефтенасыщенных карбонатных коллекторов с пятнистым распределением пор в ультрафиолетовом свете.

Установлено, что при одинаковых коэффициентах пористости в породах-коллекторах с пятнистым распределением поровых зон проницаемость значительно выше, чем в коллекторах с равномерным распределением пор. Это связано с их сосредоточением в меньшем объеме и лучшим сообщением между собой. Более того, пятнистое распределение пористости часто зависит от вторичного выщелачивания с расширением поровых каналов (рис. 3). Очевидно, степень «пятнистости» распределения пор может различаться и существует связь между «пятнистостью» и зависимостью пористость – проницаемость. Вероятно, степень пятнистости можно измерить по шлифам. Однако взаимосвязь пористости и проницаемости контролируется «пятнистостью» пористости не в шлифе, а в образце керна [4].

Неучет пятнистого распределения межформенной пористости в разрезе может снизить достоверность оценки запасов углеводородов. Коэффициент пористости коллекторов такого типа обычно выше граничного значения, но ниже такового для коллектора с равномерным распределением пор (с использованием граничного значения проницаемости карбонатных коллекторов  $0,001 \text{ мкм}^2$ ).

Так, по расчетам А. Лоноя [4] оцененные запасы при пятнистом распределении пор составляют до 370 % запасов, рассчитанных при условии равно-

мерного распределения пор. Такой тип анизотропии в отечественной нефтяной геологии не изучен. Отсутствие специальных методик не позволяет корректно оценивать и успешно разрабатывать коллекторы такого типа.



**Рис. 3.** Пример пятнистой межчастицевой мезопористости (диаметр пор 50–100 мкм) в породах девона (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция): а – фотография спила керна в дневном свете (пятнистое распределение пор обусловлено дифференцированным выщелачиванием, плотные области с кальцитовым цементом – серого цвета; пористые области с пятнами нефти – коричневого); б – фотографии шлифов с пятнистыми межчастицевыми мезопорами, связанными с дифференцированным выщелачиванием цемента (фотографии шлифов сделаны в параллельных николях [4])

## Роль керновых исследований при изучении анизотропии проницаемости

При исследованиях керна всегда определяется изотропность породы (изменение физических параметров коллектора в зависимости от направления измерения). Традиционно нарушение изотропности породы выявляется при сравнении ФЕС параллельно и перпендикулярно напластованию. Детальное изучение латеральной анизотропии флюидопроводимости возможно только на ориентированном керновом материале, отобранном в процессе бурения специальным оборудованием. Палеомагнитные методы, позволяющие ориентировать керн терригенных коллекторов в пространстве, для изучения карбонатных коллекторов малоприменимы из-за крайне незначительного содержания в них ферромагнетиков [5].

Анизотропия породы вызывается текстурными особенностями, трещиноватостью, характером распределения крупных каверн. Доказано, что анизотропия физических свойств в породах обусловлена не только изменчивостью петрофизических харак-

теристик (проницаемости, вторичной пористости), но и направленностью (трендом изменения) разуплотнения матрицы, ее деформацией в результате флюидо-тектонических процессов.

Современные методы исследования анизотропии свойств можно разделить на микро-, мезо- и макроуровни, от которых зависит величина характеристик анизотропии. Изучать анизотропию на микро- и мезоуровнях по керну рекомендуется на ранней стадии разработки (разведочное бурение с отбором керна). По мере накопления данных индикаторных и гидродинамических исследований

скважин изучение анизотропии выходит на макроуровень, когда можно скорректировать концептуальную модель месторождения/пласта [6, 7].

Для изучения анизотропии породы на микроуровне были отобраны кубические образцы керна из скв. 614X Сорочинско-Никольского месторождения. Маркировка, указывающая ориентацию образца керна относительно оси отбора, наносилась сразу при его отборе. Затем образцы экстрагировали подобно стандартным и помещали в сушильный шкаф.

На подготовленных образцах последовательно измерялся коэффициент проницаемости по газу при перепаде давления 0,1 МПа в трех взаимноперпендикулярных направлениях: два – в плоскости напластования (по латерали), одно – по оси отбора керна (перпендикулярно напластованию). Пористость образца 8901 в направлениях Z, X, Y составляла соответственно 8; 7,9 и 7,9 %; проницаемость по гелию – 0,0531; 0,0512 и 0,0182 мкм<sup>2</sup>.

Фотографии шлифов, изготовленные с боковых поверхностей образца кубической формы размером 40×40 мм, приведены на рис. 4. Пласт представлен доломитом тонко-мелкокристаллическим, пятнами средне-мелкокристаллическим, реликтово-биокластовым, неравномерно известковистым, слабо сульфатизированным, с сетью проводящих преимущественно субвертикальных трещин и щелевидных каверн шириной до 2–5 мм, развитых вдоль трещин.

Как видно из рис. 4, значительная доля емкости сформирована вторичными порами и кавернами, т.е., помимо первичных мелких пор, имеется система вторичных поровых каналов с разной генетической принадлежностью: межзерновые поры пере-



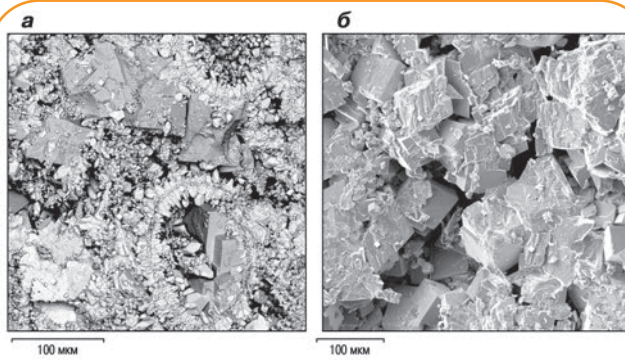
Рис. 4. Ориентированная система литогенетических трещин и каверн по результатам томографии (а) и петрографии по большим шлифам (б)

кристаллизации и крупные поровые каналы и каверны растворения карбонатной матрицы. Как правило, толщины таких прослоев в объеме залежи не учитываются в качестве эффективных нефтенасыщенных из-за их низкой пористости, но в фильтрации они принимают активное участие.

С помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) (микроуровень) проанализированы известняки пласта O<sub>4</sub>, практически не подвергшиеся доломитизации (рис. 5, а) и вторичные доломиты с мелко-тонкокристаллической структурой (см. рис. 5, б). Из рис. 5 видно, что поровая система в известняках представлена межкристаллическими микропорами и изолированными внутриформенными порами. В целом поровую систему известняков можно охарактеризовать как крайне нерегулярную. Во вторичных доломитах благодаря процессам метасоматоза и перекристаллизации поровая система более упорядочена и представлена значительно более крупными новообразованными межкристаллическими порами и соответственно более широкими межпоровыми каналами.

### Влияние анизотропии проницаемости на разработку месторождений

При разработке месторождений с применением системы поддержания пластового давления (ППД) повышение нефтеотдачи связано с полной охвата воздействием продуктивного пласта. Неучет азимутальной ориентированности пустотного пространства пород (поры/каверны/трещины) приводит к значительным отклонениям фактических объемов закачки от проектных, снижает охват нефтенасыщенных пластов и увеличивает количество остаточной нефти в пласте.



**Рис. 5.** Фотографии микроструктур известняка доломитистого (а) и мелко-тонкокristаллического доломита (б) пласта  $O_4$

Поскольку анизотропия латеральной проницаемости играет важную роль в распределении потоков флюидов в пласте, для формирования эффективной системы заводнения необходимо определить анизотропию на самых ранних стадиях разработки месторождения.

Ориентация каверновых каналов мало связана с ориентацией кристаллов и зерен карбонатной матрицы [1]. Поэтому в карбонатных коллекторах необходимо выделять поровое пространство как самостоятельную структуру, микростроение и ориентировка которой также требуют отдельного учета (на основе обработки снимков РЭМ).

Для горизонтальных скважин особенно важна правильная оценка анизотропии, так как от нее непосредственно зависит корректность расчетов. В настоящее время широко применяется методика прогнозирования вертикальной анизотропии на основе результатов лабораторных исследований кернa с использованием фрактальных кривых для ремасштабирования керновых данных на высоту ячейки гидродинамической модели. Особенно это актуально для карбонатных коллекторов, где вторичные преобразования приводят к неоднородности порового пространства по толщине. Опыт изучения авторами полноразмерного кернa месторождений Оренбургской области показал, что особый интерес представляет азимутальная анизотропия в плоскости напластования, которая практически не изучена на рассматриваемой территории в связи с отсутствием ориентированного кернa.

При проектировании разработки месторождений фильтрационная анизотропия учитывается на основе исследований кернa и интерпретации результатов ГИС. В настоящее время в большинстве петрофизических лабораторий массовые исследования ФЕС карбонатных коллекторов проводятся на стандартных образцах кернa (цилиндрах размером

30×30 мм), которые характеризуют преимущественно поровую группу пород-коллекторов и не отражают свойств коллекторов с более сложным строением пустотного пространства. Такой подход сложился на основе длительного изучения простых гранулярных коллекторов с относительно однородной структурой межзерновых пор и поровых каналов. Карбонатные пласты, как правило, обладают значительной неоднородностью (наличие пор, трещин, каверн и полостей), и стандартные образцы не позволяют учесть все особенности структуры их пустотного пространства.

### Пример учета «масштабного» эффекта в процессе определения ФЕС пород при переходе от полноразмерных к стандартным образцам кернa

Исследуемое месторождение находится на третьей стадии разработки. Имеющаяся геолого-гидродинамическая модель карбонатного пласта  $A_4$  была некорректной: фактическая добыча углеводородов существенно превышала запасы, числящиеся на балансе. ФЕС пласта  $A_4$  были изучены на стандартных образцах кернa размером 30×30 мм, которые преимущественно отражали свойства матрицы и не характеризовали количественно сложное пустотное пространство с развитой системой каверн и трещин.

Пласт  $A_4$  представлен известняками и вторичными доломитами с промежуточными минералогическими разностями. Формирование карбонатных осадков происходило в условиях мелководного шельфа. Длительные постдиагенетические процессы многократно меняли характер и направленность воздействия на растворимые карбонатные породы (избирательная растворимость и выщелачивание), что в конечном счете привело к образованию трещиновато-кавернозных коллекторов со сложной структурой пустотного пространства. Модель доломитизации достоверно не установлена. Пустотное пространство доломитов по сравнению с первичными гранулярными известняками значительно усложнено развитием каверн и трещин по поверхностям наложения.

Из скв. 224X были отобраны полноразмерные образцы кернa размером 100×100 мм, по которым после экстракции выполнена оценка ФЕС в трех направлениях по латерали (через 120°). Затем из этих образцов были вырезаны стандартные образцы и определены их ФЕС по стандартной методике. ФЕС стандартных образцов были ниже, чем полноразмерных: пористость в среднем – на 2,6 %, проницаемость – на  $7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Полученные тренды позво-

лили внести коррективы в геолого-гидродинамическую модель, построенную по данным, полученным на стандартных образцах керн. В результате выполненных работ были скорректированы запасы углеводородов и показатели разработки.

## Выводы

1. Реконструкция условий седиментации является важным инструментом для определения и пространственного прогнозирования типовых структур пустотного пространства карбонатных коллекторов, а следовательно, корректного планирования показателей разработки.

2. Для карбонатного керн характерен «масштабный эффект», поэтому настройка модели по керновым данным должна проводиться с большой осторожностью. Определение и учет параметров анизотропии на полноразмерных образцах керн позволяют более корректно адаптировать гидродинамические модели месторождений.

3. Среди карбонатных пород-коллекторов особое место занимают породы с пятнистым распределением пор. Связанные области «пятнистой» пористости облают более высокими ФЕС, чем весь монолит. Это необходимо учитывать при петрофизических исследованиях и подсчете запасов.

## Список литературы

1. *Результаты* изучения анизотропии микростроения карбонатных пород методами электронной микроскопии и компьютерного анализа изображений / В.А. Кузьмин, Н.Н. Михайлов, В.М. Максимов, И.П. Гурбатова // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2011. – №1(3). – [http://oilgasjournal.ru/vol\\_3/maximov-gurbatova.html](http://oilgasjournal.ru/vol_3/maximov-gurbatova.html).
2. Вилесов А.П., Немирович Т.Г., Лаишманова А.А. Франские одиночные рифы Оренбургской области и перспективы их нефтегазоносности. В сб. Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории // Материалы VII Всероссийского литологического совещания. – В 3 т. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. 1. – С. 158-163.
3. Warren J. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations // *Earth-Science Reviews*. – 2000. – V. 52. – P. 1-81.
4. Lonoy A. Making sense of carbonate pore systems // *AAPG Bulletin*. – 2006. – V. 90. – № 9. – P. 1381-1405.
5. Меркулов В.П., Третьяков К.Г. Методика пространственного палеомагнитного ориентирования керн скважин. В сб. Геофизические методы при разведке недр и экологических исследований // Материалы Всероссийского научно-технического совещания. – Томск: Изд-во ТПУ, 1996. – С. 21.
6. Исследование анизотропии коллекторов нефтяных месторождений / В.П. Меркулов, Л.А. Краснощекова, Д.В. Александров, Т.Е. Мартынова // Материалы 9-й Международной научно-практической конференции «Геомодель-2007», Геленджик, 2007. – С. 55.
7. Главнова Е.Н., Меркулов В.П., Главнов Н.Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта // *Известия Томского политехнического университета*. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 127-132.

## References

1. Kuz'min V.A., Mikhaylov N.N., Maksimov V.M., Gurbatova I.P., *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2011, V. 1(3), URL: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_3/maximov-gurbatova.html](http://oilgasjournal.ru/vol_3/maximov-gurbatova.html).
2. Vilesov A.P., Nemirovich T.G., Lashmanova A.A., *Franskie odinokhnyye rify Orenburgskoy oblasti i perspektivy ikh neftegazonosnosti* (Frasnian single banks of Orenburg region and the prospects for their oil and gas potential), Collected papers "Osadochnyye basseyny, sedimentatsionnyye i postsedimentatsionnyye protsessy v geologicheskoy istorii" (Sedimentary basins, sedimentary and postsedimentary processes in geological history), Proceedings of VII All-Russian lithologic meeting, Novosibirsk: Publ. of INGG SO RAN, 2013, Part 1, pp. 158-163.
3. Warren J., *Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations*, *Earth-Science Reviews*, 2000, V. 52, pp. 1-81.
4. Lonoy A., *Making sense of carbonate pore systems*, *AAPG Bulletin*, 2006, V. 90, no. 9, pp. 1381-1405.
5. Merkulov V.P., Tret'yakov K.G., *Metodika prostranstvennogo paleomagnitnogo orientirovaniya kerna skvazhin* (Methods of spatial paleomagnetic core orientation), Collected papers "Geofizicheskie metody pri razvedke neдр i ekologicheskikh issledovaniy" (Geophysical methods in exploration of mineral resources and environmental studies), Proceedings of All-Russian scientific and technical meeting, Tomsk: Publ. of TPU, 1996, p. 21.
6. Merkulov V.P., Krasnoshchekova L.A., Aleksandrov D.V., Martynova T.E., *Issledovanie anizotropii kollektorov neftyanykh mestorozhdeniy* (The study of oilfield reservoirs anisotropy), Proceedings of 9th International scientific and practical conference "Geomodel'-2007", Gelendzhik, p. 55.
7. Glavnova E.N., Merkulov V.P., Glavnov N.G., *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, V. 317, no. 1, pp. 127-132.

# Выявление перспективных на нефть и газ объектов в подсолевом карбонатном комплексе Непско-Ботубинской антеклизы по результатам переобработки и переинтерпретации архивных данных МОГТ-2D

А.В. Гайдук, А.Е. Фомин, Д.Н. Твердохлебов,  
А.М. Батищева, А.В. Митюков (ООО «РН-Эксплорейшн»),  
А.В. Филичев (ПАО «ВЧНГ»)

**Ключевые слова:** сейсморазведочные работы 2D/3D, фундамент, рифогенные постройки, сейсмические атрибуты, переинтерпретация, интерпретационная переобработка, геолого-разведочные работы, Восточная Сибирь  
**Key words:** seismic survey 2D/3D, basement, reef construction, seismic attributes, reinterpretation, interpretative reprocessing, geological exploration, Eastern Siberia

Адрес для связи: a\_gaiduk@rn-exp.rosneft.ru

## Введение

На территории лицензионных участков ПАО «НК «Роснефть» в Иркутской области (ЛУИРО) за всю историю геофизических исследований выполнен значительный объем сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки (МОГТ): более 3500 км<sup>2</sup> МОГТ-3D и более 25000 км МОГТ-2D. Тем не менее успешное выявление и картирование перспективных с точки зрения обнаружения залежей углеводородов геологических объектов в подсолевом карбонатном комплексе изучаемого разреза в последние годы выполнялось преимущественно по данным сейсморазведки 3D как из-за недостаточного качества архивных сейсморазведочных данных 2D, так и из-за отсутствия надежных критериев для выявления перспективных объектов. При этом именно на основе имеющейся сейсмической информации 2D определяется направление дальнейших геолого-разведочных работ (ГРР).

Детальный прогноз развития потенциально нефте- и газопродуктивных объектов в подсоле-

вом карбонатном интервале по сейсмическим данным 2D затруднен из-за влияния на волновую картину поверхностных условий и аномалий в верхней (ВЧР) и средней (СЧР) частях разреза. По этим причинам по данным сейсморазведки 2D невозможны количественный динамический анализ и прогноз коллекторских свойств. Площадь ЛУИРО превышает 25000 км<sup>2</sup>, однако более 85 % территории изучено только сейсморазведкой 2D. В связи с этим перед интерпретаторами стояла задача определения критериев выявления перспективных с точки зрения обнаружения залежей углеводородов по архивным материалам сейсморазведки 2D с учетом имеющихся современных данных сейсморазведки 3D и результатов бурения поисково-разведочных скважин.

В настоящее время на территории ЛУИРО выполняются работы по поиску залежей углеводородов в усть-кутском горизонте, приуроченных к эрозионным останцам (выступам) фундамента<sup>1</sup>, и выявлению рифогенных построек осинского горизонта.

<sup>1</sup> Гайдук А.В., Альмендингер О.А. Условия формирования и критерии прогноза улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров//SPE 168655. – 2013.

<sup>1</sup> Gaiduk A.V., Almendinger O.A., *Principles of Vend-Cambrian reservoir prognosis* (Based on Siniavskiy and North-Danilovskoe fields) (In Russ.), SPE 168655, 2013.

**Выявление эрозионных останцов (выступов) фундамента по данным сейсморазведки 3D/2D**

На территории ЛУИрО породы кристаллического фундамента отличаются значительной неоднородностью и представлены гнейсами, гранито-гнейсами и гранитами. Гнейсы и гранито-гнейсы менее устойчивы к механической абразии, чем граниты, что приводит к формированию эрозионных останцов (выступов) гранитного фундамента, подтвержденных результатами бурения: керн выступов фундамента представлен гранитами. В усть-кутское время (венд-нижний кембрий) выступы служили областями для накопления высокопористых и проницаемых карбонатных пород, в дальнейшем заполненных нефтью и газом. Из девяти скважин, пробуренных в пределах выступов фундамента, получен промышленный приток углеводородов из усть-кутского горизонта. Эти результаты позволяют использовать в качестве косвенного поискового признака выступы фундамента, с которыми связаны развитие высокопродуктивного коллектора и резкое ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по мере удаления от них.

Выступы фундамента достаточно надежно выделяются по данным сейсморазведки 3D: в зависимости от латеральных размеров и высоты, а также толщин вмещающих терригенных отложений непской свиты они по-разному отображаются в волновом поле. Эрозионные останцы, характеризующиеся наибольшими высотой (60–100 м) и размерами (2–15 км<sup>2</sup>) в плане, прослеживаются по полному отсутствию отрицательного отражения M<sub>2</sub>, ассоциированного с кровлей относительно низкоскоростных терригенных отложений непской свиты. Это объясняется отсутствием над выступом терригенных отложений и, следовательно, малым акустическим контрастом высокоскоростных карбонатных

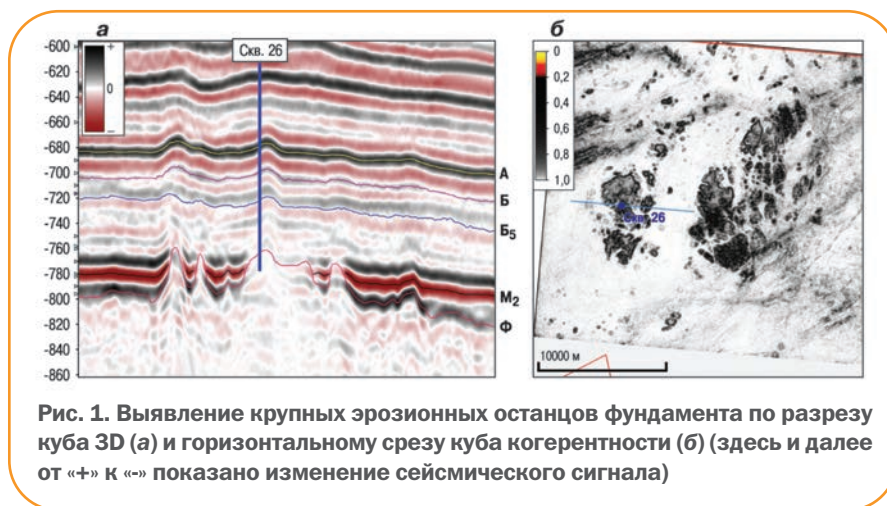
отложений и пород кристаллического фундамента (рис. 1). На горизонтальных срезах куба когерентности границы выступов фундамента выделяются по резкому падению значения атрибута на границах выступа и низким значениям атрибута в пределах выступа.

В пределах выступов, характеризующихся малыми размерами (менее 1–2 км<sup>2</sup>) и высотой (15–30 м), а также в сочетании с малыми толщинами терригенных отложений (2–10 м) на разрезах 3D может сохраняться прослеживаемость как отрицательной, так и нижележащей положительной фазы ОГ соответственно M<sub>2</sub> и Ф. В то же время отмечается уменьшение амплитуд сигнала с одновременным смещением отрицательного отражения вверх на несколько миллисекунд. На разрезах акустического импеданса такие малоамплитудные выступы выделяются снижением значений акустического импеданса вблизи ОГ M<sub>2</sub> и Ф. На срезах атрибута когерентности малоамплитудные выступы фундамента выделяются в виде продолговатых структур с резким снижением значения когерентности на границах выступа, расположенных вдоль погружения структурного плана в северо-западном направлении. Улучшенные ФЕС и продуктивность карбонатных отложений не только усть-кутского, но преображенского и ербогаченского горизонтов над выступами фундамента доказаны результатами бурения.

При сравнении архивных данных сейсморазведки 2D и соответствующих им профилей куба 3D, проходящих через достоверно выявленный эрозионный останец фундамента, отмечается сходство волновой картины в области наиболее крупных выступов. Для таких областей характерно прерывание отрицательной фазы ОГ M<sub>2</sub> и общее снижение амплитуд сигнала на уровне фундамента – кровли терригенных отложений в области развития выступа (рис. 2). Выступы фундамента меньших размеров или с неоптимально

расположенными профилями 2D выделяются с трудом или не определяются. Тем не менее, как видно из рис. 2, выявление хотя бы одного или нескольких выступов фундамента по архивным данным сейсморазведки 2D может способствовать обнаружению обширной зоны развития таких перспективных объектов, которую можно детализировать по данным сейсморазведки 3D.

Таким образом, определен надежный критерий для поиска перспективных залежей в усть-кутском го-



**Рис. 1. Выявление крупных эрозионных останцов фундамента по разрезу куба 3D (а) и горизонтальному срезу куба когерентности (б) (здесь и далее от «+» к «-» показано изменение сейсмического сигнала)**

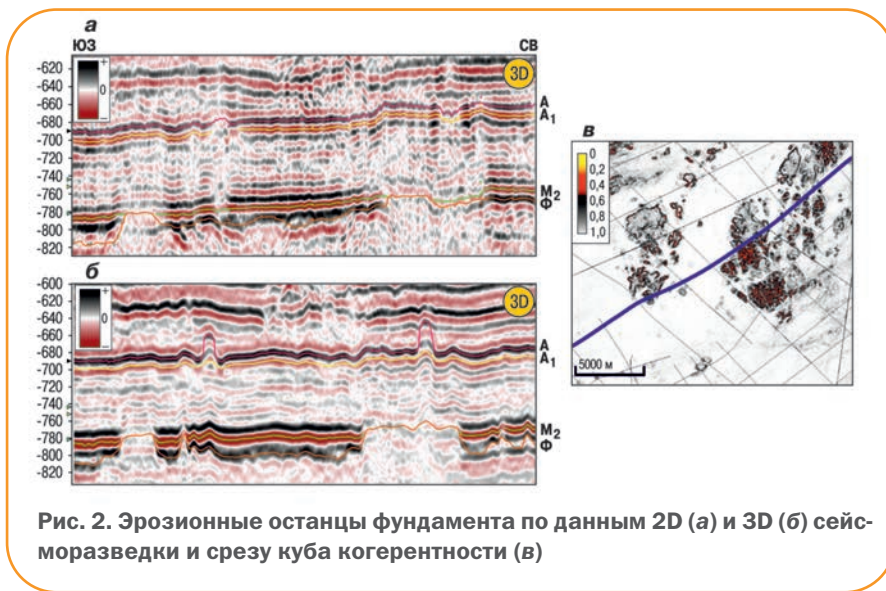


Рис. 2. Эрозионные останцы фундамента по данным 2D (а) и 3D (б) сейсморазведки и срезу куба когерентности (в)

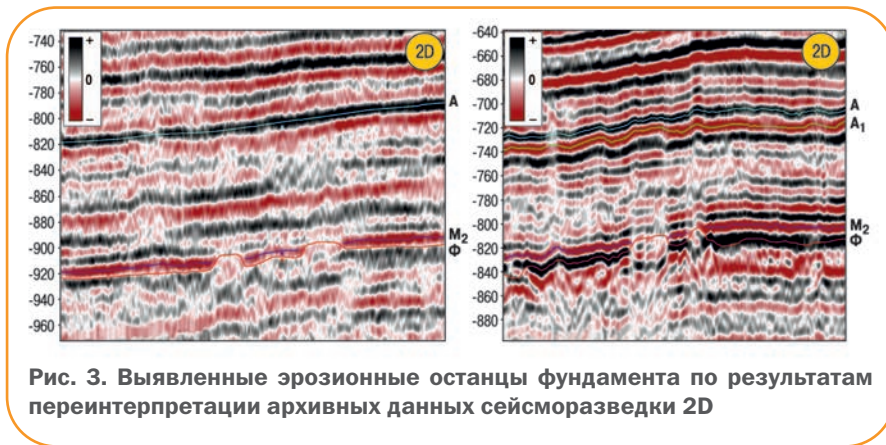


Рис. 3. Выявленные эрозионные останцы фундамента по результатам переинтерпретации архивных данных сейсморазведки 2D

ризонте, на основании которого выполнена переинтерпретация всего объема архивных данных сейсморазведки 2D. В результате были выделены и откартированы более 80 погребенных выступов фундамента различного размера по всей территории ЛУИрО (рис. 3), включая самый крупный площадью около 7,5 км<sup>2</sup>. По скважинным данным также определены области развития фундамента преимущественно гнейсового состава, где развитие выступов фундамента маловероятно.

Следует отметить, что размеры выступов фундамента могут быть значительно уточнены после проведения сейсморазведки 3D, поскольку профили 2D находятся на значительных расстояниях друг от друга (2–5 км) и оконтурить такие объекты достоверно невозможно. По этой причине латеральные размеры эрозионного останца фундамента по данным сейсморазведки 2D могут быть как преувеличены, так и сильно уменьшены (см. рис. 2).

### Выявление рифогенных построек осинского горизонта по данным сейсморазведки 3D/2D

Следующим новым поисковым объектом на территории ЛУИрО является осинский горизонт нижнего кембрия, точнее скопления рифогенных построек и одиночные рифогенные постройки увеличенной толщины.

В пределах ЛУИрО по данным современных широкоазимутальных методов сейсморазведки 3D было выделено несколько фаций осинского горизонта, наиболее перспективными из которых предположительно являются зоны окаймляющего рифа и одиночных рифогенных построек. Толщины осинского горизонта в зоне карбонатной платформы в основном составляют около 50 м, увеличиваясь до 80–100 м в краевой зоне, где развиты скопления рифогенных построек (рис. 4).

Граница карбонатной платформы и глубоководной части отчетливо выделяется по данным сейсморазведки 3D и характеризуется изрезанно-заливообразной формой. Вдоль границы расположена зона развития одиночных карбонатных построек, кучность которых разрежается по мере удаления от бровки карбонатной платформы. На юго-востоке от границы карбонатной платформы расположена зона развития глубоководных фаций осинского горизонта малой толщины (20–25 м). ОГ А в волновом поле выделяется в виде динамически выраженной положительной фазы, ниже которой субпараллельно ре-

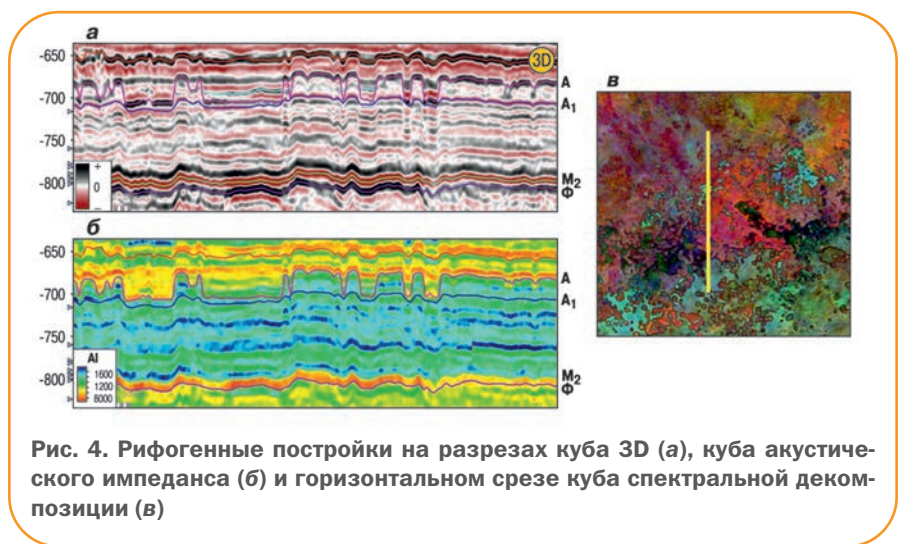


Рис. 4. Рифогенные постройки на разрезах куба 3D (а), куба акустического импеданса (б) и горизонтальном срезе куба спектральной декомпозиции (в)

гистрируется отрицательное отражение фазы  $A_1$ , соответствующее подошве осинского пласта (см. рис. 4).

Области осинского горизонта увеличенной толщины (80–100 м) характеризуются локальным уменьшением времени  $T_0$  всех нижележащих отражений под рифогенными постройками, включая отражение от фундамента, по сравнению с зонами уменьшенной толщины (20–25 м) (см. рис. 4). Это связано с различием скоростей в карбонатных постройках ( $v_p = 6000\text{--}7000$  м/с) и перекрывающих солях ( $v_p = 4500$  м/с), которые заполняют пространство между ними. На границе перехода от рифогенных образований к солям происходят смещения фаз отражений, схожие с амплитудными тектоническими нарушениями.

При сравнении архивного профиля 2D и аналогичного ему профиля куба 3D, проходящих через зону развития рифогенных построек, отмечается сходство волновой картины: изменение амплитуды отражения, соответствующего кровле осинского горизонта, скоростные аномалии, вызывающие уменьшение  $T_0$  нижележащих горизонтов. С использованием этих факторов можно выделять и картировать рифогенные постройки по архивным данным сейсморазведки 2D.

На основании полученных критериев на территории ЛУИрО по результатам переинтерпретации всех архивных данных сейсморазведки 2D было закартировано более 120 рифогенных построек (рис. 5). Самые крупные из них расположены вблизи границы карбонатной платформы и имеют общую площадь более 30 км<sup>2</sup>.

Кроме того, вблизи северо-восточной границы ЛУИрО по результатам переинтерпретации архивных данных сейсморазведки 2D обнаружены отдельные рифогенные постройки, что может свидетельствовать о развитии в этом районе еще одной обширной перспективной области развития одиночных построек.

### Динамическая переобработка архивных данных сейсморазведки 2D с целью верификации выявленных перспективных объектов

Анализ волновой картины и детальное сопоставление 2D и 3D сейсмических разрезов показали возможность выявления перспективных поисковых объектов по архивным данным сейсморазведки. Однако с учетом большого количества разнородных материалов сейсморазведки 2D, полученных в период от 80-х годов XX века до настоящего времени, не решены важные вопросы надежности оконтуривания, верификации и достоверности изображения объектов, связанные с качеством сейсмических данных. Основные сложности при выявлении объектов заключаются в низком соотношении сигнал/шум, недостаточном учете статических поправок в условиях сложного строения ВЧР, СЧР и в том, что обработка была выполнена до обнаружения перспективных объектов по данным сейсморазведки 3D и их подтверждения бурением. Например, локальное влияние рифогенных построек осинского горизонта и фрагментарное отсутствие ОГ  $M_2$  воспринимались как помехи или артефакты обработки и не находили объяснения до выполнения сейсмического моделирования и подтверждения бурением.

Для повышения надежности изображения недостаточно выполнить «косметические» процедуры обработки по суммарным разрезам, необходим полный цикл обработки первичных данных с сохранением относительных амплитуд и ширины спектра сигнала с обязательным контролем со стороны интерпретаторов на основных этапах работы, т.е. требуется интерпретационная динамическая переобработка данных с учетом геологических особенностей строения поисковых объектов. В ходе интерпретации и ранжирования объектов по однозначности изображения был выбран первоочередный объем архивных данных разных лет из разных сейсмогеологических условий для тестовой переобработки с целью оценки ее эф-

фективности и выработки оптимального графа для максимального повышения качества и надежности сейсмического изображения. Тестовые работы показали необходимость коррекции статических поправок, полученных ранее, их детального уточнения с использованием интерактивных подходов на разных этапах шумоподавления, важность применения только поверхностно-согласованных процедур и выполнения временной миграции сейсмограмм.

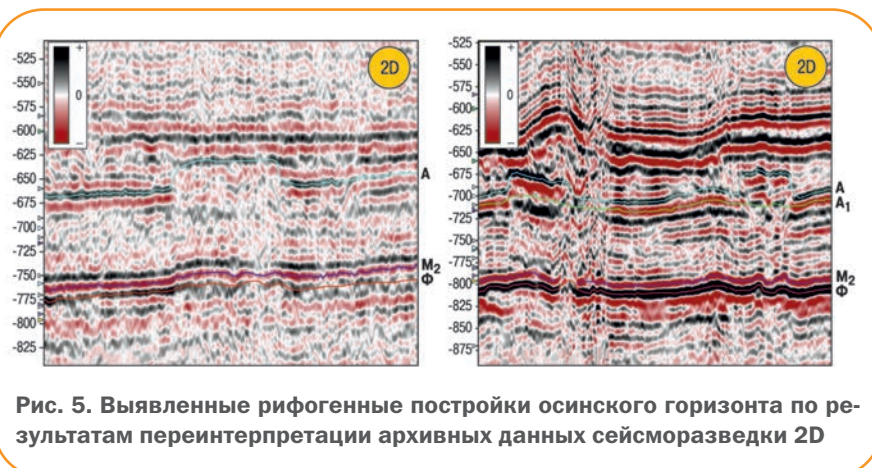


Рис. 5. Выявленные рифогенные постройки осинского горизонта по результатам переинтерпретации архивных данных сейсморазведки 2D



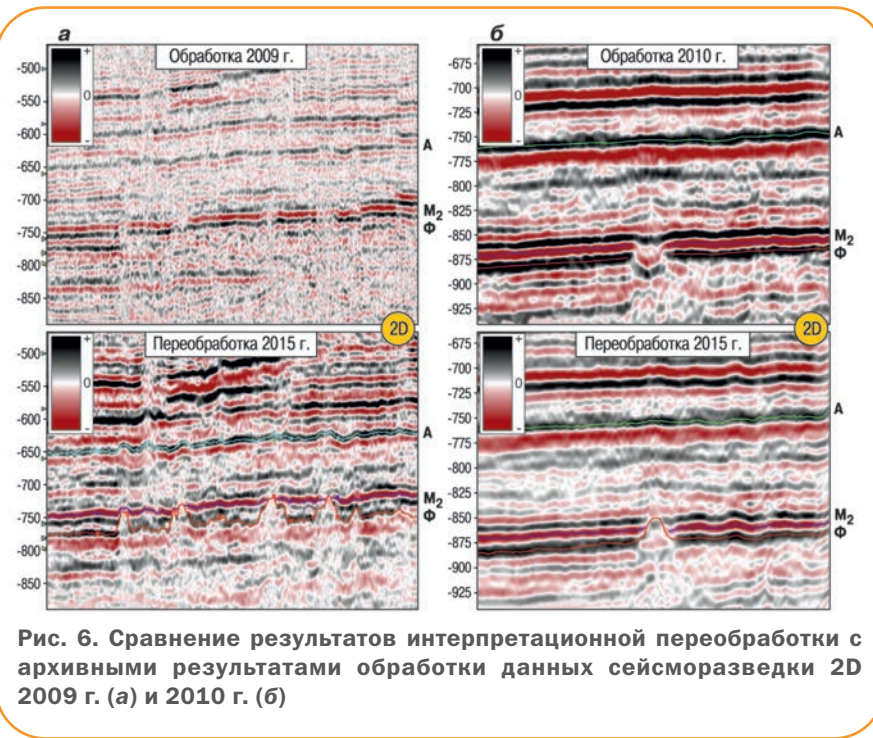


Рис. 6. Сравнение результатов интерпретационной переобработки с архивными результатами обработки данных сейсморазведки 2D 2009 г. (а) и 2010 г. (б)

Повышение качества сейсмического изображения можно оценить на примере переобработки двух профилей разных лет. Переобработка профиля 1988 г. показала, что при обработке в 2009 г. (рис. 6, а) были допущены ошибки в расчете априорной модели статических поправок, которые привели к формированию обособленного блока в правой части сейсмического разреза. Также очевиден эффект от заглаживания и маскировки рифогенных построек и выступов фундамента в результате применения многоканальных фильтров и поверхностно-несогласованных статических поправок. Волновая картина на переобработанном в 2015 г. 2D разрезе выглядит значительно более устойчивой, отчетливо выделяются области прерывания ОГ  $M_2$ , соответствующие выступам фундамента. На переобработанном материале также выявлены одиночные рифогенные постройки, не идентифицируемые ранее по архивным данным сейсморазведки 2D.

Сравнение сейсмических данных (см. рис. 6, б) подтверждает существенное изменение волновой картины в результате интерпретационной переобработки данных с сохранением истинного соотношения амплитуд и выполнения временной миграции сейсмограмм. На сейсмическом разрезе 2015 г. можно выявить одиночный выступ фундамента и по характерному уменьшению  $T_0$  вышележащих отражений предположить небольшое локальное увеличение толщины осинского горизонта. При интерпретации данных без переобработки эти объекты были пропущены или неверно идентифицированы.

После выполнения тестовых работ были даны рекомендации и предложен принципиальный граф обработки. На основании этих рекомендаций переобработано 3000 км архивных данных сейсморазведки 2D, для 90 % которых удалось повысить соотношение сигнал/шум, улучшить динамическую выразительность сейсмического изображения, увеличить надежность корреляции поверхности фундамента и подтвердить (или опровергнуть) существование до 80 % выявленных перспективных объектов.

В совокупности все усилия по переинтерпретации и переобработке архивных данных сейсморазведки 2D позволили обосновать и повысить эффективность программы ГРП в части проведения сейсморазведки 3D и

поисково-разведочного бурения. Так, в 2016 г. на один из объектов, выявленных по результатам переобработки и переинтерпретации архивных данных сейсморазведки 2D, была пробурена поисковая скважина, подтвердившая предложенную модель геологического строения данной части территории и оказавшаяся высокопродуктивной.

### Выводы

1. Определены поисковые критерии перспективных в нефтегазоносном отношении объектов под-солевого карбонатного комплекса на территории ЛУИрО по данным сейсморазведки 3D и обоснована их применимость к архивным данным сейсморазведки 2D.
2. На основании полученных критериев закартировано большое число перспективных объектов по всем имеющимся данным сейсморазведки 2D в пределах ЛУИрО.
3. Установлено, что интерпретационная переобработка архивных данных сейсморазведки 2D с сохранением динамической выразительности записи и использованием временной миграции до суммирования позволяет получить достаточно качественный материал для верификации выявленных объектов.
4. Скорректированы направления ГРП на территории ЛУИрО в области максимальной концентрации перспективных объектов, выделенных по данным сейсморазведки 2D.

# Особенности интерпретации данных геофизических исследований LWD в горизонтальных скважинах в условиях тонкой слоистости

А.Ю. Бокарёв, М. Дж. Ризванов  
(ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»)

**Ключевые слова:** LWD, горизонтальные скважины, радиометрия, электрометрия, коррекции и поправки методов ГИС, вертикальное разрешение, осевое разрешение, радиальные характеристики методов, тонкослоистые разрезы, тонкая слоистость, анизотропия, вмещающие пласты, электромагнитный каротаж, гамма-гамма плотностной каротаж  
**Key words:** LWD, horizontal wells, nuclear logs, resistivity logs, environmental corrections, vertical resolution, axial resolution, radial geometric factors, thin beds, laminated formation, anisotropy, bed boundary effect, propagation logs, density logs

Адрес для связи: [mrizvanov@slb.com](mailto:mrizvanov@slb.com)

## Вступление

Вследствие своего пространственного положения горизонтальные скважины имеют ряд технологических особенностей, которые важно учитывать при проведении работ в скважине. В частности, при выполнении геофизических исследований скважин (ГИС) из-за определенных технологических проблем, связанных с доставкой аппаратуры ГИС на забой, очень часто технологически и экономически более выгодно использовать аппаратуру ГИС в процессе бурения (LWD), тем более, что исследования в процессе бурения имеют ряд преимуществ перед традиционными на кабеле. Одним из них, например, является несформировавшаяся зона проникновения фильтра бурового раствора в пласт.

В настоящее время доступные методы ГИС в процессе бурения практически аналогичны методам исследований на геофизическом кабеле и включают гамма-каротаж (ГК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), гамма-гамма каротаж плотностной (ГГКп) и селективный (ГГКс), нейтрон-нейтронный (ННК), акустический (АК) каротаж, импульсный нейтронный гамма-ка-

ротаж (ИНГК), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Приборы LWD, как правило, комплексные, т.е. сочетают несколько зондов для измерения различных параметров. Например, прибор EcoScore [1] компании Schlumberger имеет возможность проводить ГГКп, ННК, БКЗ, ИК, ГК, ИНГК, кавернометрию с качеством измерений на уровне самых современных приборов на кабеле.

Также следует отметить, что приборы ГИС в процессе бурения вследствие своих особенностей позволяют проводить измерения, которые невозможно проводить при исследованиях на кабеле. Для примера можно представить развертку (имидж) каротажа, получаемую путем непрерывного измерения параметров по ходу вращения прибора вокруг своей оси в составе бурильной колонны. Вполне естественно, что эти условия не могут быть обеспечены при каротаже на кабеле или автономным комплексом из-за отсутствия вращения. Имидж ГГКп имеет ряд полезных применений [2], таких как определение углов и азимутов падения пластов (аналогично имиджу удельного электрического сопротивления (УЭС) для ГИС на кабеле),

геонавигация, уточнение точек пересечения пластов и истинных толщин вскрываемых отложений.

Имидж используется не только как самостоятельный продукт ГИС, но и в собственных алгоритмах зонда для получения кривых плотности и фотоэлектрического фактора из разных секторов окружности скважины [3]. Имея набор таких азимутальных кривых, интерпретатор материалов ГИС может самостоятельно выбрать кривую с наилучшим качеством показаний. Как правило, в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах наилучшим является выбор кривой из нижней части скважины, где прибор под действием собственного веса прижимается к ее низу.

## Особенности интерпретации данных исследований LWD в горизонтальных скважинах

Для описания особенностей интерпретации данных исследований LWD в горизонтальных скважинах сначала рассмотрим теоретическую сторону вопроса с использованием материалов из нескольких статей, опубликованных разработчиками технологий LWD компании Schlumberger в различное время. Для наглядной демонстрации влияния тонкой слоистости приведем практический пример интерпретации данных LWD.

**Гамма-гамма плотностной каротаж.** Поведение кривых радиометрии LWD в вертикальных и горизонтальных скважинах может существенно различаться [4]. Особенно важными отличия становятся в условиях тонкослоистых разрезов.

В вертикальной скважине осевое разрешение ГГКп при стандартной обработке определяется базой зонда, т.е. расстоянием между детекторами. В тонких пластах толщиной, меньшей базы зонда ГГКп, показания плотности будут отличаться от истинной плотности каждого отдельно взятого пласта. В горизонтальных скважинах большее значение приобретает радиальный геометрический фактор, который, несмотря на то, что тоже зависит от базы зонда, значительно меньше осевого геометрического фактора. Таким образом, плотностной метод в горизонтальных скважинах обладает чувствительностью к значительно более тонким пластам, чем в вертикальных скважинах.

Поведение кривых метода можно продемонстрировать с помощью моделей переслаиваний двух типов пород с разными плотностями и одинаковой толщиной (J. Rasmus [et al.], 2006). Плотность одной породы равна  $2 \text{ г/см}^3$ , второй –  $2,6 \text{ г/см}^3$ . Как за данное прини-

мается полный эксцентриситет зонда в скважине, обеспечивающий плотный контакт детекторов с породой. Моделирование взаимодействия гамма-излучения радиоактивного источника с породой выполняется с помощью алгоритма Monte Carlo N-Particle (MCNP), использование которого является стандартной практикой в геофизике. Преобразование счета импульсов гамма-квантов на детекторе в энергетический спектр осуществляется с помощью программы GAMRES [5]. Преобразование полученного энергетического спектра в показания плотности выполняется аналогично тому, как это проводится в программном обеспечении самого зонда.

Поведение кривых, полученных при стандартной обработке для пластов разной толщины в вертикальной и горизонтальной скважинах, показано на рис. 1. Из него видно, что в вертикальной скважине

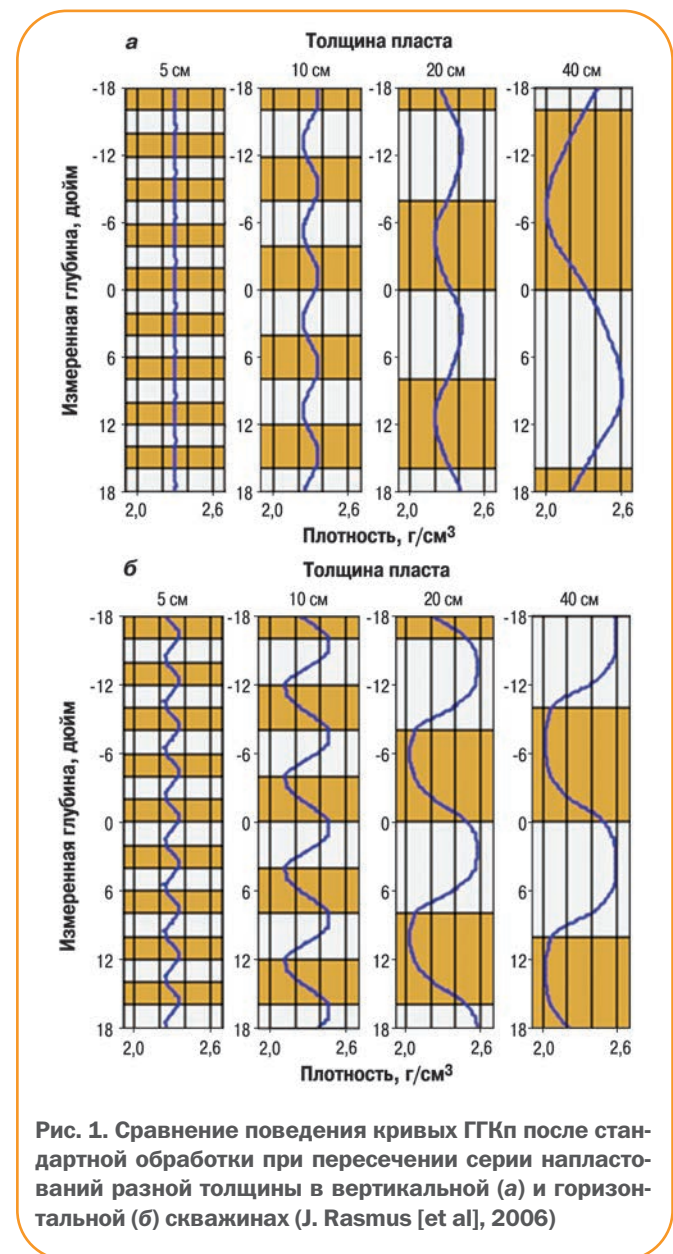


Рис. 1. Сравнение поведения кривых ГГКп после стандартной обработки при пересечении серии напластований разной толщины в вертикальной (а) и горизонтальной (б) скважинах (J. Rasmus [et al], 2006)

истинное значение плотности каждого пласта достигается только при положении зонда в центральных точках пластов толщиной 40 см. Вне этих точек и в более тонких пластах кажущаяся плотность приближена к среднему значению. При пересечении тонких слоев толщиной 5 см кривая плотности представляет собой усредненное значение плотности с очень слабыми колебаниями.

Одна особенность, которую можно отметить в поведении кривой – это фаза изменений показаний плотности. В случае вертикальной скважины в 20- и 40-см прослоях показания плотности повышаются по мере углубления датчика в более плотный прослой. Однако в 10-см прослоях показания той же самой кривой плотности в более плотном прослое уменьшаются. Это объясняется тем, что база моделируемого зонда больше 10 см, и между источником гамма-излучения и зондами плотности может находиться несколько слоев. Проникающее гамма-излучение взаимодействует со всей породой, поэтому в зависимости от длины зонда, толщины прослоев и положения зонда относительно прослоя воздействие на кривую плотности может отличаться от ожидаемого в том или ином прослое, напротив которого находится зонд. Такие различия имеют значение только в тех случаях, когда толщины исследуемых прослоев меньше вертикального разрешения.

Рассмотрим поведение кривых ГГКп в горизонтальных скважинах, когда ось зонда параллельна плоскости напластования. Для лучшей наглядности поведение кривых в горизонтальной скважине также показано на шкале вертикальной глубины (TVD). Полученные диаграммы по вертикали будут отражать поведение кривой ГГКп в почти горизонтальной скважине.

Из рис. 1, б видно, что истинная плотность достигается в пластах толщиной 20 см и более. В менее мощных пластах кривая плотности колеблется вокруг среднего значения с меньшей амплитудой. Даже в 5-см пластах кривая ГГКп реагирует на изменения плотности в отличие от кривой ГГКп в вертикальных скважинах. Для того, чтобы понять, как возникает такое различие, воспользуемся рис. 2 [6], на котором приведены осевые и радиальные геометрические характеристики малого и большого зондов ГГКп. С помощью цветовой кодировки на рис. 2 показана относительная чувствительность зондов к параметрам исследуемой среды на различных расстояниях от низа зонда по вертикальной (вертикальное или осевое разрешение) и горизонтальной (радиальная глубина исследования) шкалам. Распо-

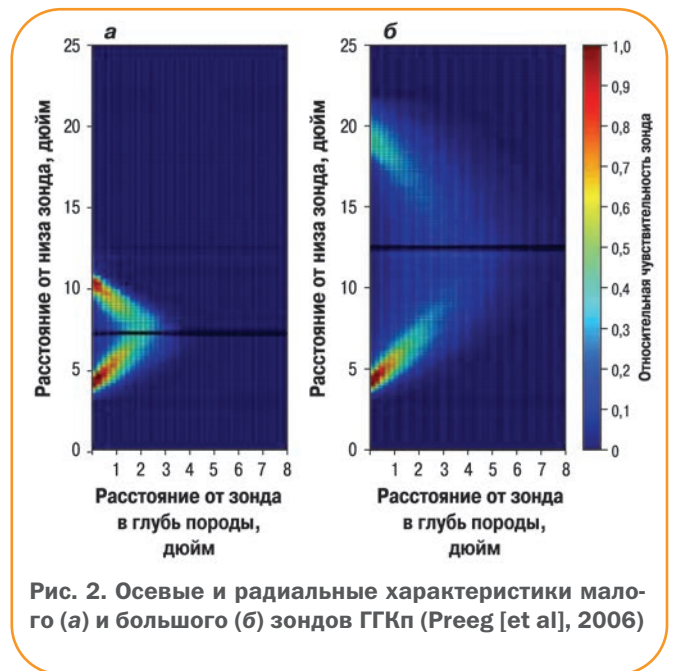


Рис. 2. Осевые и радиальные характеристики малого (а) и большого (б) зондов ГГКп (Preeg [et al], 2006)

ложение красных зон, обозначающих максимальную чувствительность, указывает на то, что наибольшее влияние на показания обоих зондов ГГКп оказывают участки среды, наиболее близкие к источнику и детекторам. Также по охватываемому объему среды видно, что осевое разрешение метода как минимум в 2 раза больше, чем радиальная глубина. Возможность выделять более тонкие прослои в горизонтальных скважинах обусловлено именно этой разницей в осевых и радиальных геометрических характеристиках.

Размер радиального геометрического фактора также объясняет расположение точек крайних значений на кривой плотности относительно границ прослоев. В более мощных пластах крайние значения плотности регистрируются на 3–5 см ниже верхней границы пласта. В прослоях, толщина которых меньше, чем глубина исследования метода, крайние значения плотности регистрируются на один прослой выше, так как зонд еще раз реагирует на плотность материала, находящегося ближе к стенке скважины. Очевидно, что интерпретация кривых ГГКп в горизонтальных скважинах становится сложнее в прослоях толщиной, меньшей, чем глубина исследования метода.

**Электромагнитный метод.** Геометрия и угол встречи пласта со скважиной значительно влияют на показания методов электрометрии [10]. Наиболее распространенным методом электрометрии LWD является высокочастотное изопараметрическое зондирование. Этот метод называют также электромагнитным методом (ЭМ). Рассмотрим поведение диа-

грамм ЭМ на примере зонда ARC (Array Resistivity Compensated), с помощью которого УЭС пластов оценивается посредством излучения в породе переменного электромагнитного поля на частотах 2 МГц и 400 кГц [7, 8]. Поле попеременно создается пятью излучателями, расположенными на расстояниях 10, 16, 22, 28 и 34 дюйма от точки записи кривых УЭС. Точка записи кривых находится посередине между двумя измерительными катушками, которые фиксируют амплитуду и фазу электромагнитного поля. По полученным данным определяют затухание амплитуд и разность фаз между катушками. Эти два параметра тесно связаны с УЭС среды. При этом важно, что от другой важной характеристики среды – диэлектрической проницаемости, в рабочем диапазоне метода указанные параметры зависят незначительно [9]. Установленные связи используются для преобразования разностей фаз и амплитуд в кажущееся УЭС. От каждого излучателя получаются по две кривые УЭС на каждой из частот:  $R_{ps}$  (по разности фаз) и  $R_{ad}$  (по затуханию амплитуд), следовательно, до 10 кривых УЭС на частоте 2 МГц и до 10 кривых УЭС на частоте 400 КГц с разной глубиной исследования. При этом кривые  $R_{ps}$  имеют меньшую глубину исследования, лучшее осевое разрешение и более широкий рабочий диапазон, а кривые  $R_{ad}$  – более грубое осевое разрешение, но большую глубину исследования. Кривые на частоте 400 кГц имеют большую глубину исследования, чем кривые на частоте 2 МГц, так как на более низкой частоте электромагнитное поле глубже распространяется в породе, но при этом у этих кривых меньшее осевое разрешение. Рабочий диапазон кривых на частоте 400 кГц распространяется на более низкоомные породы до 100 Ом·м, в то время как кривые на частоте 2 МГц используются для оценки УЭС до 1000, а в отдельных случаях до 3000 Ом·м.

В однородной среде показания всех кривых  $R_{ad}$  и  $R_{ps}$  на частоте 2МГц совпадают, и их кажущееся УЭС равно УЭС среды. Основными факторами, приводящими к расхождению показаний, являются форма ствола скважины, минерализация, зона фильтрации промывочной жидкости, эксцентриситет, влияние соседних пластов, диэлектрический эффект и анизотропия.

Влияние формы ствола скважины минимизируется за счет алгоритма компенсации. Замеренные параметры с двух или более зондов, расположенных по обе стороны от измерительных катушек, компенсируются линейным усреднением (J. Tabanou [et al.],

1995). Этот алгоритм является частью программной прошивки зонда и выполняется автоматически. Фактор минерализации бурового раствора устраняется с помощью палеток коррекций, заложенных в программное обеспечение наземной станции. Данная поправка также выполняется автоматически, в качестве входных параметров необходимы диаметр ствола скважины и УЭС бурового раствора. Обычно для диаметров стволов горизонтальных скважин при наличии каверн умеренного размера этот эффект незначителен.

Для учета влияния зоны фильтрации бурового раствора (если она есть) используется специальный алгоритм инверсии [10]. Так как влияние бурового раствора учтено, алгоритм инверсии основывается на простой модели «зона фильтрации – пласт». Результатом инверсии является оценка УЭС зоны фильтрации  $R_{xo}$ , истинного УЭС пласта  $R_t$  и диаметра зоны фильтрации  $D_f$ .

Показания зонда подвержены влиянию эксцентриситета в условиях, когда низкие УЭС исследуемого разреза (менее 1–2 Ом·м) сочетаются с высоким УЭС промывочной жидкости (буровые растворы на углеводородной основе). Следует отметить, что зонды LWD больше по размеру, чем обычные зонды ГИС, и занимают в скважине больший объем. Как следствие, эксцентриситет зонда влияет на показания в интервалах больших диаметров, например, если в интервал диаметром 17<sup>1</sup>/<sub>2</sub> дюймов (444,5 мм) спускается зонд ARC номинальным диаметром 9 дюймов (228,6 мм). В таких условиях исследования на частоте 2 МГц теряют стабильность, в то время как показания кривых на частоте 400 кГц более устойчивы, поскольку больше подходят для низкоомных разрезов. Значительно меньшая чувствительность к эксцентриситету является наибольшим преимуществом кривых на частоте 400 кГц по сравнению с кривыми на частоте 2 МГц.

Как уже было отмечено, в основу метода высокочастотного изопараметрического зондирования заложено допущение, что диэлектрическая проницаемость среды не влияет на разность фаз и затухание амплитуд в рабочем диапазоне метода (J. Tabanou [et al.], 1999). Однако в высокоомных разрезах с литологией, отличающейся от обычно встречаемой, с высокими диэлектрическими проницаемостями необходима инверсия разности фаз и затухания амплитуд для уточнения полученного УЭС и устранения диэлектрического эффекта. Эта инверсия позволяет полу-

чать УЭС выше 1000 Ом·м, что дает возможность различать УЭС в высокоомных прослоях.

Поскольку геометрический эффект близости соседних пластов и анизотропия наиболее характерны и наиболее заметно проявляются в горизонтальных интервалах, рассмотрим эти эффекты более подробно. Расстояние, на котором приближающаяся граница начинает влиять на показания кривых, определяется УЭС исследуемого пласта, контрастом с УЭС граничащих пластов, а также относительным углом между осью скважины и границей пласта (J. Tabanou [et al.], 1996). Анизотропия рассматривается как возможная причина расхождения показаний различных кривых  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$  там, где относительный угол пересечения скважины с пластом превышает  $60^\circ$ , в дополнение к влиянию зоны фильтрации и вмещающих пластов [10]. С помощью моделирования и инверсии можно оценить кажущиеся горизонтальное  $R_h$  и вертикальное  $R_v$  УЭС в случае, когда влияние анизотропии на поведение кривых доминирует над другими факторами.

На рис. 3 показано, как вмещающие пласты влияют на  $R_{ps}$  на частоте 2 МГц в зависимости от угла пересечения границ пластов. Приведен пример скважины, которая с монотонным набором зенитного угла от  $50^\circ$  до  $90^\circ$  пересекает серию плоскопараллельных горизонтальных пластов толщиной по 1 м с попеременно меняющимся УЭС (1 и 50 Ом·м). Кроме того, три низкоомных прослоя обладают анизотропными

свойствами. Истинное вертикальное УЭС каждого прослоя  $R_v$  показано красной прямоугольной кривой RV SQR, а истинное горизонтальное УЭС  $R_h$  – синей прямоугольной кривой RH SQR. В анизотропных прослоях 1, 2 и 3  $R_h = 1$  Ом·м, а  $R_v = 25$  Ом·м, что соответствует коэффициенту анизотропности  $\lambda = 5$ . В однородных низкоомных прослоях  $R_h = R_v = 1$  Ом·м. В прослоях с высоким УЭС  $R_h = R_v = 50$  Ом·м. На верхнем треке кривые приведены в масштабе горизонтальной длины THL, а на нижнем – в масштабе абсолютной глубины.

По мере увеличения угла пересечения наблюдается ряд изменений в поведении кривых  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$ . Во-первых, на границах пластов возникают экранные максимумы, так называемые поляризационные пики. Высота их больше у кривых с большим диаметром исследования. Из-за этого толщина высокоомных прослоев на кривой с большим диаметром исследования кажется больше, чем на кривых с меньшим диаметром исследования. В тоже время кажущаяся толщина низкоомных прослоев оказывается меньше. При зенитных углах менее  $60^\circ$  толщина прослоев по всем кривым выделяется примерно одинаково. Необходимо отметить, что экранные максимумы возникают на кривых  $R_{ps}$  на более низких углах, чем на кривых  $R_{ad}$ .

Также можно обратить внимание на то, насколько сильно по горизонтальной длине растягивается

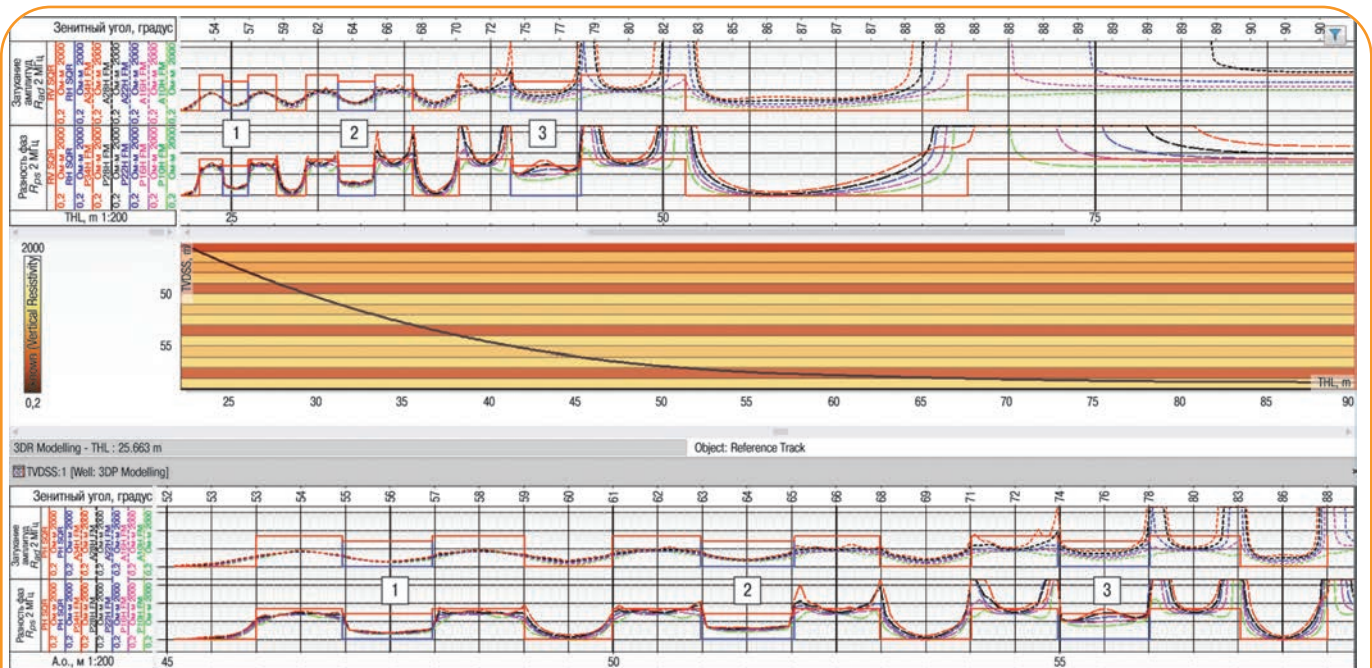


Рис. 3. Влияние относительного угла пересечения скважины с пластом на вертикальное разрешение кривых  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$ . С увеличением относительного угла разрешающая способность метода зависит как от осевых, так и от радиальных характеристик

влияние высокоомных прослоев на показания кривых в низкоомных прослоях. Например, при значениях угла встречи скважины с пластом около 87–88° кривая P34H начинает возрастать уже на расстоянии более 10 м от границы высокоомного прослоя. Кривая P10H, имеющая наименьший диаметр исследования, начинает возрастать на расстоянии около 6 м. По мере возрастания угла увеличиваются расхождения показаний кривых в центральных точках низкоомных прослоев. В то же время в центральных точках высокоомных прослоев этого не происходит. Таким образом, с ростом угла осевое разрешение становится лучше в высокоомных прослоях и хуже – в низкоомных. Это объясняется тем, что при больших относительных углах токи, возбуждаемые зондом в породе, проходят через соседние прослои, как через серию последовательно соединенных резисторов. Такое взаимодействие зонда с породой полностью противоположно случаю с вертикальной скважиной, в которой зонд исследует соседние прослои как серию параллельно соединенных резисторов. Поэтому в тонких прослоях при больших относительных углах на показания кривых в большей степени влияют высокоомные прослои, и наоборот, при малых относительных углах в тонкой слоистости на показания кривых в большей степени влияют низкоомные прослои (J. Tabanou [et al.], 1996).

Рассмотрим также влияние анизотропии прослоев 1, 2 и 3 (см. рис. 3) на поведение кривых. В прослое 1, относительный угол с которым составляет менее 60°, не отмечается никакого расхождения в показаниях кривых как  $R_{ps}$ , так и  $R_{ad}$ . Различие в поведении кривых  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$  обусловлено влиянием соседних прослоев. В прослое 2, пересекаемом под бóльшим углом, наблюдается некоторое разделение кривых  $R_{ps}$ , показания выстраиваются по возрастающей от ближних к дальним. Кривые  $R_{ad}$  при этом показывают значения ниже  $R_{ps}$ . В прослое 3, пересекаемом под еще бóльшим углом, расхождение кривых  $R_{ps}$  еще больше увеличивается, их показания становятся еще ближе к  $R_v$ . Кроме того, возникает расхождение кривых  $R_{ad}$ , которые также по показаниям выстраиваются по возрастающей от ближних к дальним, и при этом почти все значения кривых  $R_{ad}$  ниже, чем кривых  $R_{ps}$ . Разделение кривых по возрастающей от ближним к дальним характерно для интервалов с понижающей фильтрацией, когда низкоомный фильтрат вытесняет высокоомный пластовый флюид. Используя только кривые  $R_{ps}$ , прослои 1, 2 и

3 можно было бы проинтерпретировать как зоны с проникновением фильтрата. Однако в этом случае кривые  $R_{ad}$  также должны были бы показывать значения как минимум не ниже, чем  $R_{ps}$ . Более низкие  $R_{ad}$  по сравнению с  $R_{ps}$  – характерный признак эффекта анизотропии. Рассматривая совместно кривые  $R_{ps}$  с  $R_{ad}$ , анизотропные интервалы можно четко отличить от интервалов с понижающей фильтрацией.

Там, где анизотропия оказывает доминирующее влияние, значения кажущихся  $R_v$  и  $R_h$  можно получить путем инверсии всех имеющихся кривых  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$  на частоте 2 МГц. Влияние  $R_v$  и  $R_h$  на поведение кривых в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах может быть воспроизведено с помощью трехмерного моделирования 3D Petrophysics.

## Практический пример интерпретации кривых LWD при влиянии тонкой слоистости

Рассмотрим влияние тонкой слоистости на кривые методов электрометрии и радиометрии на практическом примере. На рис. 4 приведен участок горизонтального окончания скважины длиной около 70 м с набором зенитного угла от 86 до 89,5°, который пересекает коллектор с перепадом абсолютной глубины чуть более 3 м. В этом интервале скважина пересекает коллектор, где наблюдается некоторое расхождение показаний кривых  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$ . На рис. 4, а на двух треках, объединенных общим заголовком «Фактические кривые 2 МГц  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$ », видно, что показания самой дальней кривой  $R_{ps}$  P34H колеблются от 80 до 100 Ом·м, в то время как все кривые  $R_{ad}$  показывают примерно одинаковое УЭС около 40 Ом·м. Из показаний кривых ГГКп и ННКт, поставленных на трек «Имидж плотности», следует, что этот интервал не на всем своем протяжении представлен чистым песчаником. Внутри коллектора наблюдаются достаточно тонкие глинистые прослои, выделяющиеся более высокой плотностью. Различия показаний кривых  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$ , а также наличие четко выделяемых на имидже ГГКп глинистых прослоев, указывает на необходимость учета влияния этих вмещающих пластов с возможными анизотропными свойствами на показания кривых электрометрии. Количественно оценить такое влияние возможно с помощью простой модели слоистости, которая приведена под треком с имиджем на рис. 4, а. При построении этой модели для расчленения разреза использовался имидж плотности, по нему

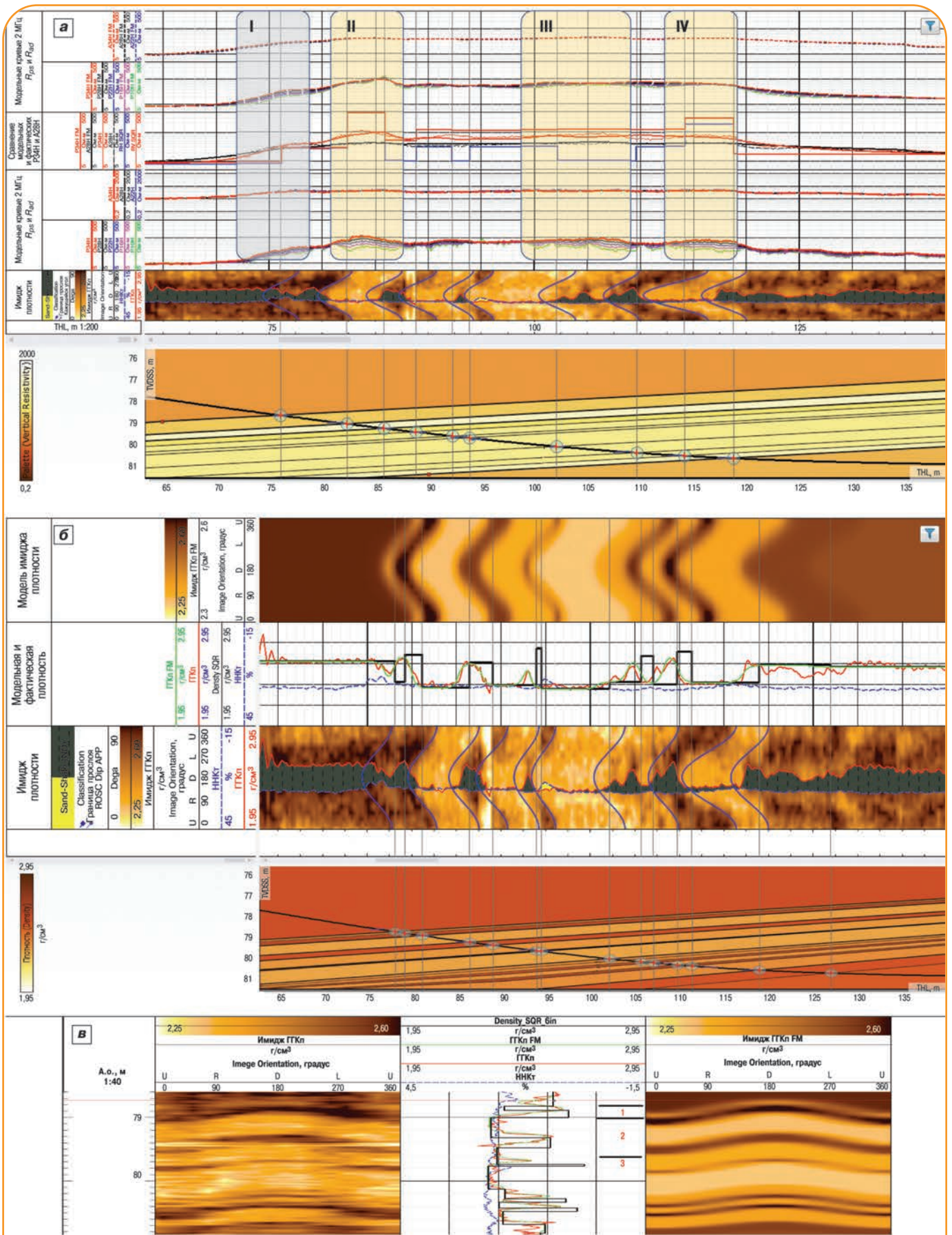


Рис. 4. Практический пример моделирования и интерпретации кривых и имиджей LWD в условиях тонкой слоистости



были выделены границы прослоев, а также проведена оценка углов их залегания. Всем прослоям модели присваиваются оценочные значения вертикального  $R_v$  и горизонтального  $R_h$  УЭС. Далее с помощью моделей поведения кривых УЭС, которые заложены в модуле Techlog 3D Petrophysics для данных углов встречи скважины с границей пластов, имеющих заданные  $R_v$  и  $R_h$ , строятся синтетические кривые  $R_{ps}$  и  $R_{ad}$ . На треке «Сравнение модельных и фактических P34H и A28H» заданные  $R_v$  и  $R_h$  представлены в виде прямоугольных кривых RV SQR и RH SQR. На этом треке видно, как восстановленные синтетические кривые P34H FM и A34H FM хорошо совпадают с фактическими кривыми P34H и A34H, что подтверждает справедливость модели. Значения RV SQR оказываются несколько выше, чем значения кривых  $R_{ps}$ , в то время как RH SQR, как правило, ниже.

Также можно выделить несколько интервалов по типам воздействующих эффектов. В интервале I поведение всех кривых  $R_{ps}$  восстанавливается достаточно точно, так как на этом интервале доминирующим фактором является близость границы пластов. В тоже время в интервалах II, III и IV хорошо моделируется поведение только самых дальних кривых – P34H, A22H, A28H и A34H. Кривые с меньшей глубиной исследования – P10H, P16H, P22H и P28H – в этих интервалах показывают более низкие значения УЭС. Радиусы исследования данных кривых в отдельно взятых интервалах II, III и IV находятся в зоне фильтрации бурового раствора, из-за чего на их показания накладывается дополнительное влияние УЭС фильтра. Моделирование всех кривых сопротивлений, полученных по разности фаз и затуханию амплитуд, в подобных интервалах, в которых доминируют одновременно два фактора – геометрический и присутствие фильтра, требуют применения более сложных моделей порядка 2D+Dip.

Для изучения влияния тонкой слоистости на кривую плотности воспользуемся этой же моделью. Поскольку размер осевых и радиальных геометрических факторов ГГКп намного меньше, детализируем модель добавлением нескольких тонких прослоев, которые видны на имидже плотности (рис. 4, б). На треке «Модельная и фактическая плотность» представлены: прямоугольная кривая модели ГГКп Density\_SQR, фактическая кривая плотности ГГКп, синтетическая восстановленная по созданной модели кривая плотности ГГКп FM, а также кривая нейтронной пористости ННКт. Модель позволяет до-

статочно точно воссоздать поведение кривой плотности, синтетическая ГГКп FM довольно неплохо повторяет кривую фактической кривой ГГКп, что вновь подтверждает правильность модели. Необходимо обратить внимание на то, как выделяются отдельные тонкие слои. На рис. 4, в фактические и синтетические имиджи и кривые выведены на масштаб абсолютных отметок. Видно, что в интервале 1 в двух прослоях толщиной примерно по 10 см замеренная кривая ГГКп и синтетическая кривая ГГКп FM отличаются от предполагаемой моделью. В то же время в интервале 2, в более мощных прослоях толщиной от 20 до 30 см, замеренная плотность хорошо «дотягивает» до предполагаемых моделью значений. Самый тонкий смоделированный прослой 3 на отметке около 79,7 м имеет толщину, значительно меньшую глубины исследования метода ГГКп, вследствие чего показания кривой ГГКп здесь наиболее существенно отличаются от ожидаемых. По той же причине изменения замеренной плотности по фазе наиболее заметно отличаются от изменений модельной плотности. Физический смысл подобного поведения кривых уже был подробно изложен на примере рис. 2.

## Заключение

Интерпретация результатов исследований ГИС в вертикальных и горизонтальных скважинах имеет существенные различия. Особенности поведения кривых каротажа в горизонтальных скважинах, а также в условиях тонкой слоистости необходимо учитывать при сравнении с результатами ГИС в вертикальных и наклонно направленных скважинах.

Гамма-гамма плотностной каротаж в горизонтальных скважинах обладает чувствительностью к значительно более тонким прослоям, чем в вертикальных скважинах. Это происходит из-за различий в осевых и радиальных характеристиках зонда, вследствие чего регистрируемая плотность в одних и тех же коллекторах в горизонтальных скважинах точнее, чем в вертикальных. При этом интерпретация данных ГГКп в тонкослоистых разрезах может быть одинаково проблематична и в вертикальных, и в горизонтальных скважинах, так как схожие результаты могут быть получены в пластах с разными толщинами и разными объемными плотностями. В таких разрезах необходима точная оценка толщины прослоев с помощью имиджей высокого разрешения или какой-либо другой дополнительной информации.

Целый ряд петрофизических факторов, таких как форма и диаметр ствола, минерализация промывочной жидкости, зона фильтрации, вмещающие пласты, анизотропия, влияют на показания электромагнитного метода. При этом кажущееся УЭС, регистрируемое зондами с разными диаметрами исследования, может значительно различаться. Влияние каждого из этих факторов в отдельности может быть учтено с помощью простых одно- или двухмерных моделей. Применение простых геологических моделей позволяет выделить интервалы, в которых кривые УЭС находятся под влиянием вмещающих пластов, а также интервалы, где это влияние отсутствует. Такое моделирование доступно с помощью модуля 3DP программного комплекса Techlog, позволяющего также оценить анизотропные свойства разреза. Результатом такого анализа являются уточненные значения истинного сопротивления пласта, а также оценка вертикального  $R_v$  и горизонтального  $R_h$  удельных электрических сопротивлений.

## Список литературы

1. *A new integrated LWD platform brings next-generation formation evaluation services/* G. Weller, R. Griffiths [et al.] // Paper H, SPWLA 46th Annual Logging Symposium, 2005.
2. *Logging-While-Drilling Images For Geomechanical, Geological And Petrophysical Interpretations/* D. Plumb, H. Krabbe, J. Rasmus [et al.] // Paper JJJ, SPWLA 40th Annual Logging Symposium, 1999.
3. *Improved Formation Evaluation Using Azimuthal Porosity Data While Drilling/* M. Evans, D. Best, J. Holenka [et al.] // SPE 30546. – 1995.
4. *LWD density response to bed laminations in horizontal and vertical wells/* R.J. Radtke, M. Evans, J. Rasmus [et al.] // Paper ZZ, SPWLA 47th Annual Logging Symposium, 2006.
5. *Evans M.L. A computer model for calculating gamma-ray pulse-height spectra for logging applications.* LA -UR-81-400, Los Alamos National Laboratory, 1981.
6. *Mendoza A., Torres-Verdin C., Preeg W. Environmental and Petrophysical Effects on Density and Neutron Porosity Logs Acquired in Highly Deviated Wells //* Paper EEE, SPWLA Annual Logging Symposium, 2006.
7. *New 2-MHz Multiarray Borehole Compensated Resistivity Tool Developed for MWD in Slim Holes/* S.D. Bonner, J.R. Tabanou, P.T. Wu [et al.] // SPE 30547. – 1995.
8. *Field Examples of LWD Array Resistivity Interpretation in Complex Wellbore Environments/* Q. Li, T. Bratton, J. Smits [et al.] // Paper QQ, SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, 2002.
9. *Dielectric-Independent 2-MHz Propagation Resistivities/* P. Wu, J. Lovell, B. Clark [et al.] // SPE 56448. – 1999.
10. *Wu P.T., Tabanou J., Bonner S. Petrophysical Interpretation of a Multispacing 2-MHz MWD Resistivity Tool in Vertical and Horizontal Wells //* SPE 36547. – 1996.

## References

1. Weller G., Griffiths R. et al., *A new integrated LWD platform brings next-generation formation evaluation services*, Paper H, SPWLA 46th Annual Logging Symposium, 2005.
2. Plumb D., Krabbe H., Rasmus J. et al., *Logging-while-drilling images for geomechanical, geological and petrophysical interpretations*, Paper JJJ, SPWLA 40th Annual Logging Symposium, 1999.
3. Evans M., Best D., Holenka J. et al., *Improved formation evaluation using azimuthal porosity data while drilling*, SPE 30546-M|S, 1995.
4. Radtke R.J., Evans M., Rasmus J. et al., *LWD density response to bed laminations in horizontal and vertical wells*, Paper ZZ, SPWLA 47th Annual Logging Symposium, 2006.
5. Evans M.L., *A computer model for calculating gamma-ray pulse-height spectra for logging applications*, LA -UR-81-400, Los Alamos National Laboratory, 1981.
6. Mendoza A., Torres-Verdin C., Preeg W., *Environmental and petrophysical effects on density and neutron porosity logs acquired in highly deviated wells*, Paper EEE, SPWLA Annual Logging Symposium, 2006.
7. Bonner S.D., Tabanou J.R., Wu P.T. et al., *New 2-MHz multiarray borehole compensated resistivity tool developed for MWD in slim holes*, SPE 30547, 1995.
8. Li Q., Bratton T., Smits J. et al., *Field examples of LWD array resistivity interpretation in complex wellbore environments*, Paper QQ, SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, 2002.
9. Wu P., Lovell J., Clark B. et al., *Dielectric-independent 2-MHz propagation resistivities*, SPE 56448, 1999.
10. Wu P.T., Tabanou J., Bonner S., *Petrophysical interpretation of a multispacing 2-MHz MWD resistivity tool in vertical and horizontal wells*, SPE 36547, 1996.

# Уточнение границ распространения ангидритового плато на юго-востоке Самарской области

К.А. Стрельцова, В.А. Колесников, к.г.-м.н., В.В. Терешкин,  
И.Г. Хамитов, к.т.н. (ООО «СамараНИПИнефть»),  
А.Э. Манасян, к.т.н., С.П. Папухин, к.т.н. (АО «Самаранефтегаз»)

**Ключевые слова:** ангидриты, окские отложения, покровская пачка, веневский горизонт, неантиклинальные ловушки, сейсмические исследования МОГТ-3D/2D

**Key words:** anhydrite, Okskian deposits, Pokrovsk bench, Venev horizon, non-anticline traps

**Адреса для связи:** TereshkinVV@samnipineft.ru, StreltsovaKA@samnipineft.ru

## Введение

Для поддержания темпов добычи наряду с инженерными решениями необходимы открытие новых и уточнение геологического строения уже разрабатываемых залежей нефти. Для территории Самарской области перспективными для поисков углеводородов являются окские отложения, особенно связанные с площадью развития ангидритового плато.

Впервые нефтегазоносность окских отложений была установлена на территории Самарской области в 1956 г. на Покровском месторождении. В последующие годы залежи нефти в окских отложениях были открыты на таких крупных месторождениях Самарской области, как Бариновско-Лебяжинское, Утевское, Верхне-Ветлянское, Кулешовское и др. Окские отложения в исследуемом районе представлены сульфатно-карбонатными породами, которые залегают на глубинах от 1700 м на северо-западе до 2900 м на юго-востоке территории. Толщина окских отложений изменяется от 210 до 411 м (с севера на юг) за счет появления в разрезе веневского горизонта пластов ангидрита.

Окский надгоризонт относится к нижнему отделу каменноугольной системы, в его составе выделены четыре горизонта: тульский, алексинский, михайловский и веневский. С отложениями веневского горизонта в Самарской области связана продуктив-

ность пластов  $O_1, O_2, O_3, O_4, O_5$ . Наиболее перспективны окские пласты Южно-Зуевского поднятия Верхне-Ветлянского месторождения и Западного купола Кулешовского месторождения.

При бурении площади развития сульфатно-карбонатной (ангидритовой) толщи веневского горизонта юго-востока Самарской области в окских отложениях были зафиксированы многочисленные нефтепроявления. В настоящее время в пластах окского надгоризонта открыто 57 залежей нефти на 16 месторождениях. На долю окских карбонатных пластов приходится 9 % геологических и 17 % извлекаемых запасов нефти, находящихся на балансе АО «Самаранефтегаз».

## Особенности окских отложений

Характерной особенностью окских отложений юго-востока Самарской области является наличие перекрывающей их покровской пачки глин тарусского горизонта толщиной от 20 до 50 м, служащей региональной покрывкой (репером) (рис. 1). В пределах распространения покровской пачки выделена высокоперспективная территория развития пластов ангидритов суммарной толщиной от 5 до 140 м. Ангидриты являются не только зональными покрывками, но и обладают структурообразующими свойствами, хотя окские отложения нефтеносны как под ангидритовыми покрывками, так и



Рис. 1. Граница распространения покровской пачки

тогда, когда карбонатные пласты-коллекторы выходят под покровскую пачку, особенно в районах крупных валообразных поднятий, таких как Кулешовская система валов (Бариновско-Лебяжинское и другие месторождения).

Особый тип локальных структур, свойственных нижнекаменноугольным отложениям окского надгоризонта, представляют собой поднятия, приуроченные к зонам выклинивания пластов ангидритов (Ветлянское, Зуевское, Утевское, Корнеевское, Алексеевское и др.). Поднятия этого типа широко развиты в краевых частях ангидритовой платформы и зонах развития рукавообразных прогибов, вклинивающихся в ее тело (рис. 2).

**Уточнение границ распространения ангидритового плато**

Поскольку нефтеносность окских отложений существенно связана с распространением ангидритов (особенно в зонах их выклинивания), успешность поисково-разведочных работ связана с уточнением границ их распространения. Для уточнения границ распространения ангидритового плато (в пределах исследуемого участка) на основе данных сейсморазведки была построена единая поверхность по кровле тарусского горизонта. За основу были взяты данные современной 3D сейсморазведки, в местах, где такие работы не проводились, использовали данные 2D сейсморазведки прошлых лет. На исследуемой территории площадь покрытия 3D сейсморазведкой составила 3,8 тыс. км<sup>2</sup>, 2D – 2 тыс. км. Кроме того, использо-

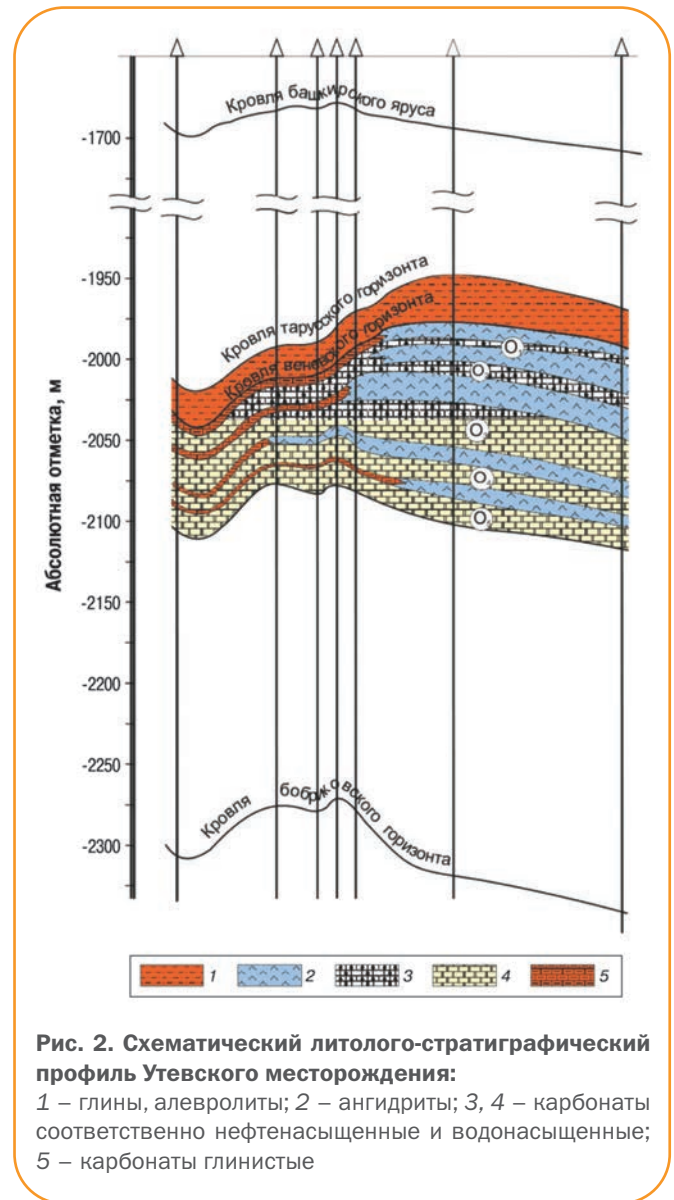


Рис. 2. Схематический литолого-стратиграфический профиль Утевского месторождения:

1 – глины, алевролиты; 2 – ангидриты; 3, 4 – карбонаты соответственно нефтенасыщенные и водонасыщенные; 5 – карбонаты глинистые

вались данные по 300 поисково-разведочным и добывающим скважинам.

Наличие ангидритовых пачек приводит к увеличению толщины веневского горизонта, а в случае их резкого выклинивания (в пределах 500–1000 м) или замещения глинисто-карбонатными прослоями – к общему уменьшению толщины веневского горизонта и образованию по периферии зоны террасовидных склонов (уступов) с понижением кровли горизонта и, как следствие, сгущением изолиний на границах плато. Отложения покровской пачки не захороняют указанный рельеф, а повторяют его, поэтому сгущение изолиний служит одним из признаков для выделения границы распространения ангидритов.

Поскольку в пределах плато существуют структуры как с ангидритами, так и без них, можно предположить, что формирование нефтяных залежей в окских отложениях могло происходить по двум схемам.

По первой, классической, нефть мигрировала в поровые коллекторы карбонатных пород, и залежи контролируются строго седиментационными условиями (латерально). По второй схеме коллекторские свойства пород образуются в условиях тектонических напряжений (сводов структур, флексурных изгибов или разрывных дислокаций) (вертикальная миграция). При этом наибольшей трещиноватостью характеризуются наиболее чистые разности известняков. По законам геодинамики максимальная трещиноватость возникает в зонах изгиба слоев или их растяжения. Указанные условия отмечаются при формировании флексур на участке перехода от верхней части крыла складки к средней. В пределах средней части крыла при резком увеличении угла залегания пород возникают силы растяжения с формированием повышенной трещиноватости вплоть до появления разрывных нарушений. На сейсмической записи трещиноватость пород приводит к ослаблению амплитуд, интерференции волн, а разрывные нарушения – к образованию боковых рефрагированных волн и смещению осей синфазности.

Еще одним признаком для выделения границ распространения ангидритов является увеличение толщины интервала C1bb – C1tr и, как следствие, уменьшение толщины интервала C1tr-C2b (рис. 3). Это объясняется тем, что кровля тарусского горизонта



Рис. 3. Схема изменения толщин интервалов в местах отсутствия/присутствия ангидритового плато

приподнята по всей территории развития ангидритов, образуя уступ (склон плато) на границе выклинивания. Руковообразные понижения поверхности окских отложений, где ангидриты частично или полностью выпадают из разреза, четко фиксируются на временных разрезах в виде разрывов в прослеживаемости тарусского горизонта [1]. Выделение границ ангидритового плато по дополнительным осям синфазности на примере Горбатовской площади показано на рис. 4.

Существование плато в рельефе морского дна в палеоплане выявляется по сокращению толщин серпуховско-башкирских отложений на западном участке на толщину пластов ангидритов. Рельеф дна бассейна к концу башкирского времени на западе был выровнен, склон плато по кровле башкирского яруса не прослеживается. В восточном направлении

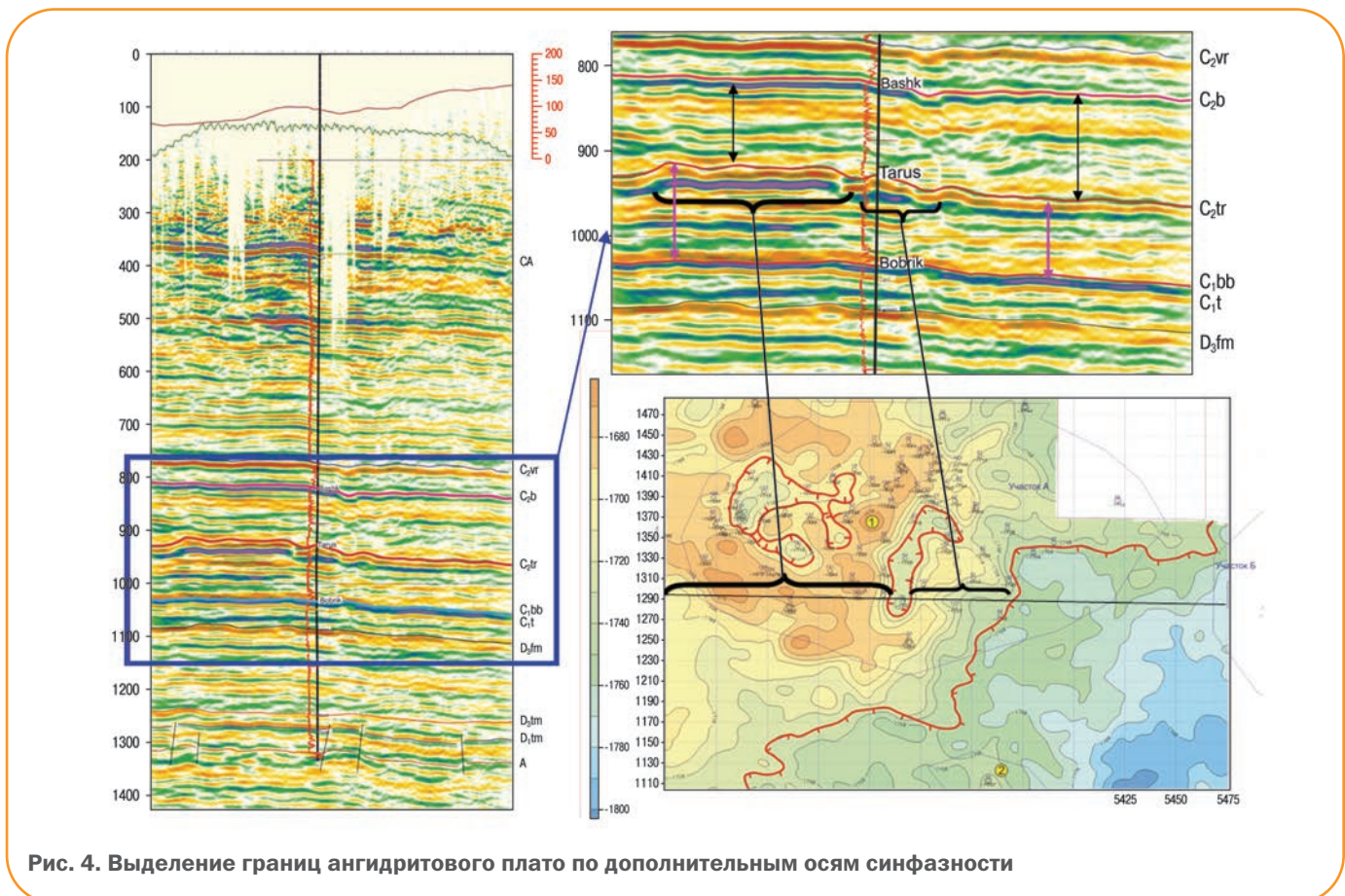


Рис. 4. Выделение границ ангидритового плато по дополнительным осям синфазности

по мере приближения к оси Бузулукской впадины (с увеличением глубины бассейна) темп захоронения плато планомерно падает, и уже на широте Корнеевского поднятия Кулешовского месторождения проявляются четкие очертания склонов плато по кровле башкирского яруса, еще восточнее (в Оренбургской области) они находят отражение в московском ярусе. Южнее, на Костинской площади, где в разрезе окского надгоризонта толщина ангидритов достигает 100 м, серпуховско-башкирские отложения сокращены только на 14 м по сравнению с Зайкинской площадью, где ангидриты отсутствуют. Приведенные данные свидетельствуют о том, что окское плато – это седиментационная наложенная структура [2].

## Выявление перспективных нефтегазоносных объектов

Целевое назначение данной работы состояло в уточнении границ распространения ангидритового плато в юго-восточной части Самарской области и

выявлении перспективных нефтегазоносных объектов в отложениях окского надгоризонта, связанных с территорией развития и выклинивания ангидритов.

В результате была уточнена северо-западная граница ангидритового плато (рис. 5), проанализирован исходный геофизический материал по разведочным и добывающим скважинам, в том числе ликвидированным по геологическим причинам. По данным геофизических исследований (ГИС), результатам испытаний скважин и анализа керна установлены нефтепроявления в окских пластах, перспективные объекты и уточнена геометрия ранее открытых залежей. Геологические запасы категории  $C_2$  оцениваются в 1 000 тыс.т (см. таблицу).

Помимо подсчета запасов перспективных объектов, были выделены участки локальных поднятий с амплитудой до 30 м, которые могут стать ресурсной базой. Условно принятая оценка извлекаемых ресурсов категории  $C_3$  по текущей классификации составляет около 2 000 тыс. т.

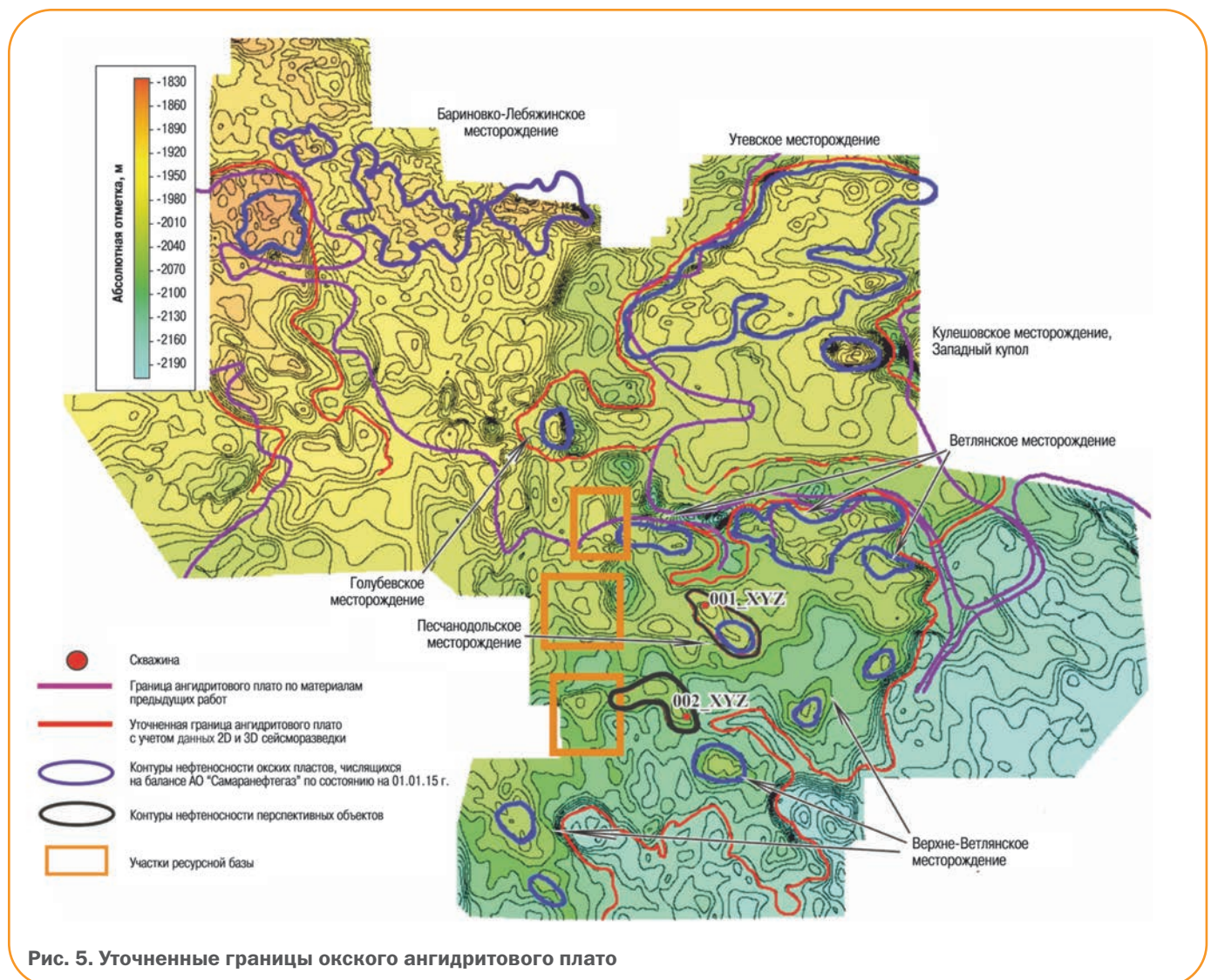


Рис. 5. Уточненные границы окского ангидритового плато

Условный номер скважины	Пласт	Вид испытаний	Характеристика пород по данным анализа керна	Нефтенасыщенная толщина по данным ГИС, м
001_XYZ	O <sub>1</sub>	-	Доломиты коричневато-серые, тонкокристаллические, нефтенасыщенные	0,8
001_XYZ	O <sub>2</sub>	ИПТ в интервале 2223-2246 м (приток нефти 0,4 м <sup>3</sup> )	Известняки с выпотами и запахом нефти	5,2
002_XYZ	O <sub>1</sub>	ИПТ в интервале 2231-2254,5 м (приток нефти в глинистом растворе)	-	1,5
002_XYZ	O <sub>3</sub>	ИПТ в интервале 2273-2293 м (приток 40 л глинистого раствора с пленкой нефти). Перфорация в интервале 2276-2287 м (приток нефти с водой)	Известняки с выпотами нефти, прослоями битуминозные	5,1

**Примечание.** ИПТ – испытатель пластов на трубах.

## Заключение

Выполненная работа представляет большой практический интерес, так как предыдущая оценка перспектив нефтегазоносности окских отложений на юго-востоке Самарской области была выполнена 13 лет назад.

В настоящее время за счет бурения новых скважин, перехода с 2D на 3D сейсморазведку и планомерного увеличения площадей, охваченных сейсморазведочными работами 3D, появилась возможность более детально и надежно выделить (проследить) границу распространения ангидритов и, как следствие, выявить перспективные объекты для поисков и разведки. В результате выполненных работ:

- построена структурная (прогнозная) карта по кровле тарусского горизонта C1tr общей площадью 5 тыс. км<sup>2</sup>;
- уточнена северо-западная граница окского ангидритового плато;
- закартированы четыре первоочередных перспективных объекта в окском надгоризонте, суммарные начальные геологические запасы по которым составляют около 1 000 тыс. т;
- выявлены перспективные участки для проведения дальнейших геолого-разведочных работ.

Прогнозирование перспективных объектов в сульфатно-карбонатных отложениях окского надгоризонта актуально не только на территории Самарской области, но и в соседних областях, например, в Оренбургской.

## Список литературы

1. Корягин В.В., Нуртынов Р.Г., Краснова Г.С. Перспективы окских отложений для поисков новых месторождений нефти и газа // В сб. научных трудов, посвященных 300-летию геологической службы России. – Самара, 2000. – С. 255–263.
2. Перспективы поисков нефти в ловушках неантиклинального типа в окских отложениях Куйбышевского Заволжья / В.А. Колесников, А.И. Корягина, Л.А. Развозжаева [и др.] // В сб. научных трудов «Комплексные методы освоения ресурсов нефти и газа Урало-Поволжья». – М.: Наука, 1990. – С. 52–59.

## References

1. Koryagin V.V., Nurtynov R.G., Krasnova G.S., *Perspektivy okskikh otlozheniy dlya poiskov novykh mestorozhdeniy nefiti i gaza* (Prospects of Oka sediments to search for new oil and gas fields), Collected papers, dedicated to the 300th anniversary of the Russian Geological Survey, Samara, 2000, pp. 255–263.
2. Kolesnikov V.A., Koryagina A.I., Razvozhzaeva L.A., Chikin M.N., Shilyaev S.A., *Perspektivy poiskov nefiti v lovushkakh neantiklinal'nogo tipa v okskikh otlozheniyakh Kuybyshevskogo Zavolzh'ya* (Prospects of oil exploration in non-anticline traps in Oka-type deposits of the Kuybyshev Transvolga), Collected papers "Kompleksnyye metody osvoiniya resursov nefiti i gaza Uralo-Povolzh'ya" (Complex methods of development of oil and gas resources of the Ural-Volga), Moscow: Nauka Publ., 1990, pp. 52–59.

## Особенности формирования внутрипластовых нефтепромысловых систем на основе технологии горизонтального бурения

А.С. Повалихин, д.т.н., В.Ю. Близнюков, д.т.н.  
(ПАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** внутрипластовая нефтепромысловая система, горизонтальные скважины, проектный профиль, траекторная единица (ТЕД)

**Key words:** in situ oil system; horizontal well; design a profile; trajectory unit (TU)

**Адрес для связи:** a\_povalikhin@rosneft.ru

### Введение

Морские основания, буровые платформы и подводное нефтепромысловое оборудование на нефтяных месторождениях в акваториях арктических и субарктических морей в целях безопасного ведения работ должны быть защищены от воздействия ледовых полей и айсбергов, что требует утяжеления и усложнения таких сооружений, а также применения ледокольного флота для их активной защиты, что значительно увеличивает себестоимость добываемой нефти [1]. Существенно снизить затраты на обустройство и эксплуатацию морских нефтяных месторождений Арктики с тяжелым ледовым режимом можно только за счет значительного уменьшения числа объектов системы эксплуатации месторождения.

Возможное решение содержится в отечественном опыте эксплуатации месторождений вязкой нефти шахтным способом с помощью подземно-поверхностной нефтепромысловой системы [2]. Внутрипластовая часть данной системы разработки месторождения включает горизонтальные дренажные стволы и галерею для сбора и транспорта нефти.

Внутрипластовая нефтепромысловая система (ВНС) на месторождении обычной нефти расширит контур питания добывающих скважин и будет вы-

полнять часть функций наземного обустройства месторождения по транспорту нефти [3, 4]. Применение ВНС на морском месторождении позволит сократить число добывающих скважин, а следовательно, эксплуатационных платформ и сооружений.

### Организация ВНС

В условиях нефтяных месторождений создание ВНС в виде разветвленных стволов может быть реализовано только за счет горизонтального бурения с использованием современной техники и технологий: алмазных долот с проходкой свыше 5 тыс. м; гидравлических забойных двигателей с ресурсом работы более 500 ч; забойных телеметрических систем с функциями измерения и передачи оператору навигационных, технологических и геофизических параметров; роторных управляемых систем (РУС). Кроме того, у ПАО «НК «Роснефть» есть опыт проводки горизонтальных стволов длиной более 13 км (о. Сахалин).

Создание ВНС требует применения сложных пространственных видов проектного профиля скважин, обеспечивающих достижение стволом скважины контрольных точек в продуктивном пласте, а также пересечение стволом промежуточных и ко-

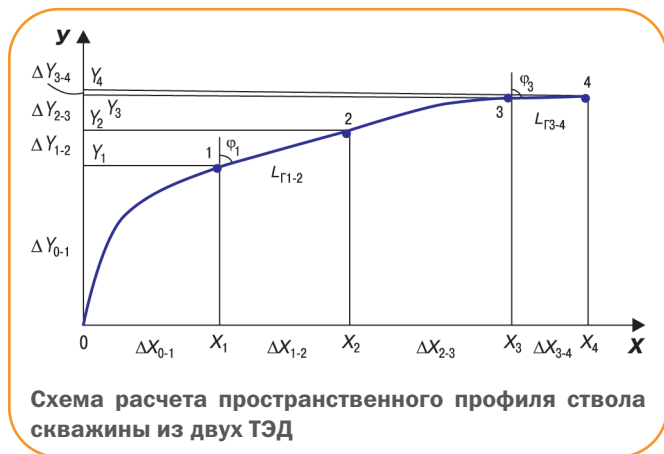


нечной точек с заданными координатами, зенитным углом и азимутом. Промежуточные точки разделяют пространственный проектный профиль скважины на секции из двух сопряженных участков, которые называются траекторными единицами (ТЕД). Для расчета пространственного профиля на основе ТЕД применяется методика, в которой ТЕД состоит из двух участков: пространственно расположенной дуги окружности и прямой [3, 5].

Авторами разработана методика расчета сложного пространственного профиля горизонтальной скважины на основе ТЕД, в которой каждая ТЕД представлена двумя сопряженными дугами окружности: расположенной от начальных до заданных значений зенитного угла и азимута и расположенной в вертикальной плоскости, совпадающей с проектным азимутом.

## Расчет пространственного профиля

Пространственный профиль, состоящий из  $n$  ТЕД, рассчитывается путем последовательного определения параметров каждой ТЕД, обеспечивающих достижение скважиной цели (точки с заданными координатами) в заданном азимуте с заданным зенитным углом. На рисунке представлен пример расчетной схемы пространственного профиля. Расчет проводится в относительной системе координат с началом отсчета в точке ствола с координатами  $X_0, Y_0, Z_0$ .



Пространственный профиль содержит два ТЕД: ТЭД<sub>(0-1-2)</sub> и ТЭД<sub>(2-3-4)</sub>. ТЕД<sub>(0-1-2)</sub> выполнена в виде пространственно расположенной дуги (0-1) окружности и дуги (1-2) окружности, расположенной в вертикальной плоскости. ТЕД<sub>(2-3-4)</sub> состоит из пространственно расположенной дуги окружности (2-3) и дуги (3-4) – в вертикальной плоскости.

Пространственный профиль скважины может включать промежуточную точку 2 и конечную точку 4, которые характеризуются координатами:

$X_2, Y_2, Z_2$ , (точка 2);  $X_4, Y_4, Z_4$  (точка 4). Ствол скважины пересекает промежуточную и конечную точки с заданными значениями зенитного угла и азимута:  $\alpha_2, \varphi_2$  (точка 2),  $\alpha_4, \varphi_4$  (точка 4).

В данном примере используются следующие обозначения:

- $\Delta X_{0-1}, \Delta X_{1-2}, \Delta Y_{0-1}, \Delta Y_{1-2}$  – приращения координат по осям  $X$  и  $Y$  в интервалах (0-1) и (1-2) пространственного профиля ствола скважины (ТЕД<sub>(0-1-2)</sub>);
- $\Delta X_{2-3}, \Delta X_{3-4}, \Delta Y_{2-3}, \Delta Y_{3-4}$  – приращения координат по осям  $X$  и  $Y$  в интервалах (2-3) и (3-4) пространственного профиля ствола скважины (ТЕД<sub>(2-3-4)</sub>);
- $L_{Г1-2}$  – горизонтальная проекция искривленного в вертикальной плоскости интервала (1-2);
- $L_{Г3-4}$  – горизонтальная проекция искривленного в вертикальной плоскости интервала (3-4);
- $L_{0-1}, L_{1-2}, L_{2-3}, L_{3-4}$  – длина участков соответственно (0-1), (1-2), (2-3), (3-4) проектного профиля ствола скважины, м;
- $R_{0-1}, R_{1-2}, R_{2-3}, R_{3-4}$  – радиус кривизны участков соответственно (0-1), (1-2), (2-3), (3-4) проектного профиля ствола скважины, м.

Для расчета приращений координат в интервалах (0-1) и (2-3) профиля используется известный метод минимума кривизны, в соответствии с которым выражения для приращений координат имеют вид [6]

$$\Delta X_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_0 \cdot \sin \varphi_0 + \sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1)}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1}, \quad (1)$$

$$\Delta Y_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_0 \cdot \cos \varphi_0 + \sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1)}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1}, \quad (2)$$

$$\Delta Z_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2}}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1} \cdot (\cos \alpha_0 + \cos \alpha_1), \quad (3)$$

где

$$\Delta \gamma_{0-1} = \arcsin \sqrt{\frac{[\sin \alpha_1 \cdot \cos \alpha_0 \cdot \cos(\varphi_1 - \varphi_0) - \sin \alpha_0 \cdot \cos \alpha_1]^2 + \sin^2 \alpha_1 \cdot \sin^2(\varphi_1 - \varphi_0)}{}}$$

пространственный угол на участке (0-1), градус;  
 $i_1$  – интенсивность искривления на интервале (0-1), градус/10 м;

$$D_1 = \arccos(\sin \alpha_0 \cdot \sin \varphi_0 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1 + \sin \alpha_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1 + \cos \alpha_0 \cdot \cos \alpha_1);$$

$$\Delta X_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2 + \sin \alpha_3 \cdot \sin \varphi_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (4)$$

$$\Delta Y_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_2}{2} \cdot (\sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2 + \sin \alpha_3 \cdot \cos \varphi_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (5)$$

$$\Delta Z_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_2}{2} \cdot (\cos \alpha_2 + \cos \alpha_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (6)$$

где  $i_2$  – интенсивность искривления на интервале (2-3), градус/10 м;

$$\Delta \gamma_{2-3} = \arcsin \sqrt{\left[ \sin \alpha_3 \cdot \cos \alpha_2 \cdot \cos(\varphi_3 - \varphi_2) - \sin \alpha_2 \cdot \cos \alpha_3 \right]^2 + \sin^2 \alpha_3 \cdot \sin^2(\varphi_3 - \varphi_2)}$$

пространственный угол на участке (2-3), градус;

$$D_2 = \arccos(\sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2 \cdot \sin \alpha_3 \cdot \sin \varphi_3 + \sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sin \alpha_3 \cdot \cos \varphi_3 + \cos \alpha_2 \cdot \cos \alpha_3),$$

$$i = \frac{1800}{\pi \cdot R}.$$

Длина пространственно искривленных интервалов (0-1) и (2-3) профиля вычисляется по формулам

$$L_{0-1} = \frac{10 \cdot \Delta \gamma_{0-1}}{i_1}, \quad (7)$$

$$L_{2-3} = \frac{10 \cdot \Delta \gamma_{2-3}}{i_2}. \quad (8)$$

Для расчета приращения координаты  $\Delta Z_{1-2}$  и радиуса кривизны  $R_{1-2}$  интервала (1-2) ТЕД<sub>(0-1-2)</sub> используется система уравнений

$$\left. \begin{aligned} L_{\Gamma 1-2} &= R_{1-2} \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) \\ \Delta Z_{1-2} &= R_{1-2} \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

где  $\alpha_1$  – текущее значение зенитного угла в точке 1 пространственно искривленного интервала (0-1);  $\alpha_2$  – проектный зенитный угол ствола скважины в точке 2.

Для расчета приращения  $\Delta Z_{3-4}$  и радиуса кривизны  $R_{3-4}$  интервала (3-4) ТЕД<sub>(2-3-4)</sub> система уравнений имеет вид

$$\left. \begin{aligned} L_{\Gamma 3-4} &= R_{3-4} \cdot (\cos \alpha_3 - \cos \alpha_4) \\ \Delta Z_{3-4} &= R_{3-4} \cdot (\sin \alpha_4 - \sin \alpha_3) \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

где  $\alpha_3$  – текущее значение зенитного угла ствола скважины в точке 3 пространственно искривленного интервала (2-3);  $\alpha_4$  – проектный зенитный угол в точке 4;  $R_{1-2}$ ,  $R_{3-4}$  – радиус кривизны участков соответственно (1-2) и (3-4) ствола скважины, м.

Длины  $L_{1-2}$  и  $L_{3-4}$  интервалов соответственно ТЕД<sub>(0-1-2)</sub> и ТЕД<sub>(2-3-4)</sub> вычисляются по формулам

$$L_{1-2} = 0,01745 \cdot R_{1-2} \cdot (\alpha_2 - \alpha_1), \quad (11)$$

$$L_{3-4} = 0,01745 \cdot R_{3-4} \cdot (\alpha_3 - \alpha_4). \quad (12)$$

При решении уравнений (1)–(6), когда задаются координаты точек и курсовые углы, возникают трудности вычислительного характера вследствие трансцендентности уравнений. Поэтому для интервалов (0-1) и (2-3) профиля по формулам (1)–(6) проводится расчет приращений координат  $\Delta X_{0-1}$ ,  $\Delta Y_{0-1}$ ,  $\Delta Z_{0-1}$ ,  $\Delta X_{2-3}$ ,  $\Delta Y_{2-3}$ ,  $\Delta Z_{2-3}$  с заданным шаговым изменением (увеличением) зенитных углов  $\alpha_1$  и  $\alpha_3$  до их заданных проектных значений и радиуса кривизны  $R_{0-1}$  и  $R_{2-3}$  соответственно интервалов (0-1) и (2-3).

При этом шаг изменения значения углов  $\alpha_1$  и  $\alpha_3$  принимается из условия обеспечения длины интервалов (0-1) и (2-3), которая должна быть не менее длины КНБК.

При расчете приращений координат для каждого значения  $\alpha_1$  и  $\alpha_3$  методом последовательных приближений определяются величины интенсивности искривления  $i_1$  и  $i_2$  интервалов профиля (0-1) и (2-3), при которых для заданных значений проектного

азимута ( $\varphi_1$  и  $\varphi_2$ ) отрезка  $L_{\Gamma 1-2}$  и  $L_{\Gamma 3-4}$  достигают точки 2 с координатами ( $X_2; Y_2$ ) и точки 4 с координатами ( $X_4; Y_4$ ).

С этой целью для каждого значения  $i_1$  и  $i_2$  вычисляются приращения координат  $\Delta X_{1-2}$ ,  $\Delta Y_{1-2}$  (интервал 1-2) и  $\Delta X_{3-4}$ ,  $\Delta Y_{3-4}$  (интервал 3-4) по следующим формулам:

$$\Delta X_{1-2} = X_2 - \Delta X_{0-1}, \quad (13)$$

$$\Delta Y_{1-2} = Y_2 - \Delta Y_{0-1}, \quad (14)$$

$$\Delta X_{3-4} = X_4 - X_3, \quad (15)$$

$$\Delta Y_{3-4} = Y_4 - Y_3, \quad (16)$$

$$\Delta X_{2-4} = X_4 - X_2, \quad (17)$$

$$\Delta Y_{2-4} = Y_4 - Y_2. \quad (18)$$

На основании полученных приращений координат точек 1 и 3 вычисляются текущие значения  $L_{\Gamma 1-2}^i$  и  $L_{\Gamma 3-4}^i$  по формулам

$$L_{\Gamma 1-2}^i = \sqrt{(\Delta X_{1-2})^2 + (\Delta Y_{1-2})^2}, \quad (19)$$

$$L_{\Gamma 3-4}^i = \sqrt{(\Delta X_{3-4})^2 + (\Delta Y_{3-4})^2}. \quad (20)$$

При этом для выведения конца участка  $L_{\Gamma 1-2}$  профиля в точку 2 должны соблюдаться следующие условия:

$$\left| \arcsin \frac{\Delta X_{1-2}}{L_{\Gamma 1-2}^i} - \varphi_1 \right| < \delta_1, \quad (21)$$

$$\left| \arccos \frac{\Delta Y_{1-2}}{L_{\Gamma 1-2}^i} - \varphi_1 \right| < \delta_1, \quad (22)$$

где  $\delta_1$  – максимальная абсолютная погрешность определения проектного азимута ствола скважины  $\varphi_1$ , градус.

Для каждого конца отрезка  $L_{\Gamma 3-4}$  в точке 4 должны соблюдаться следующие условия:

$$\left| \arcsin \frac{\Delta X_{3-4}}{L_{\Gamma 3-4}^i} - \varphi_2 \right| < \delta_2, \quad (23)$$

$$\left| \arccos \frac{\Delta Y_{3-4}}{L_{\Gamma 3-4}^i} - \varphi_2 \right| < \delta_2, \quad (24)$$

где  $\delta_2$  – максимальная абсолютная погрешность определения проектного азимута ствола скважины  $\varphi_2$ , градус.

При соблюдении условий неравенств (21)–(24) обеспечивается достижение ТЕД<sub>0-1-2</sub> и ТЕД<sub>2-3-4</sub> проектных точек 2 и 4 с погрешностью, не превышающей по азимуту заданные значения соответственно  $\delta_1$  и  $\delta_2$ , при принятых значениях  $i_1$ ,  $L_{\Gamma 1-2}$ ,  $i_2$ ,  $L_{\Gamma 3-4}$ .

Для каждого значения зенитного угла  $\alpha_1$  и величины  $L_{\Gamma 1-2}$  при заданном проектном зенитном угле  $\alpha_2$  в точке 2 ТЭД<sub>(0-1-2)</sub> вычисляются приращение  $\Delta Z_{1-2}$  координаты  $Z$  на участке (1-2) и радиус ( $R_{1-2}$ ) искривления профиля на этом участке.

Для каждого значения зенитного угла  $\alpha_3$  и величины  $L_{\Gamma 3-4}$  при заданном проектном зенитном угле  $\alpha_4$  в точке 4 ТЕД<sub>(2-3-4)</sub> рассчитываются приращение  $\Delta Z_{3-4}$  координаты  $Z$  на участке 3-4 и радиус искривления профиля ( $R_{3-4}$ ) на этом участке.

Для каждого значения зенитного угла  $\alpha_1$  вычисляется суммарное приращение координаты  $Z$  для ТЭД<sub>(0-1-2)</sub> ( $\Delta Z_{0-2} = \Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}$ ).

Для каждого значения зенитного угла  $\alpha_3$  определяется суммарное приращение координаты  $Z$  для ТЭД<sub>(2-3-4)</sub> ( $\Delta Z_{2-4} = \Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}$ ).

Далее проводится проверка соответствия результатов расчета условиям пересечения проектным профилем точек 1 и 2 с заданными координатами соответственно ( $X_2, Y_2$ ) и ( $X_4, Y_4$ ) при заданном проектном азимуте.

Для ТЕД<sub>(0-1-2)</sub> для всех значений зенитного угла  $\alpha_2$  должны соблюдаться условия

$$X_2 = \Delta X_{0-1} + \Delta X_{1-2} = \Delta X_{0-2}, \quad (25)$$

$$Y_2 = \Delta Y_{0-1} + \Delta Y_{1-2} = \Delta Y_{0-2}.$$

Для ТЕД<sub>(2-3-4)</sub> при всех значениях зенитного угла  $\alpha_3$  должны соблюдаться условия

$$\begin{aligned} X_4 &= \Delta X_{0-2} + \Delta X_{2-3} + \Delta X_{3-4}, \\ Y_4 &= \Delta Y_{0-2} + \Delta Y_{2-3} = \Delta Y_{3-4}. \end{aligned} \quad (26)$$

В соответствии с заданными координатами точек 2 и 4 ( $Z_2$ ;  $Z_4$ ) определяются параметры проектного профиля с использованием следующих уравнений:

$$Z_2 = \Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}, \quad (27)$$

где  $\Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}$  – суммарное приращение координаты  $Z$  для ТЕД<sub>(0-1-2)</sub> ( $\Delta Z_{0-2}$ );

$$Z_4 = Z_2 + \Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}, \quad (28)$$

где  $\Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}$  – суммарное приращение координаты  $Z$  для ТЕД<sub>(2-3-4)</sub> ( $\Delta Z_{2-4}$ ).

## Заключение

Методика расчета пространственного профиля, состоящего из ТЕД с двумя искривленными интервалами, обеспечивает точное выведение каждой ТЕД в проектную точку с заданными зенитным углом и азимутом в широком диапазоне глубин по вертикали. Это позволяет проводить многовариантный расчет пространственного профиля для различных технологических условий проводки скважин.

## Список литературы

1. Сочнева И.О. Безопасная нефтегазодобыча в Арктике: Основные технологии, требования и мероприятия // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 3. – С. 9–19.
2. Выбор эффективных технологий разработки залежей высоковязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, Н.А. Петров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин // Материалы межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов». – Ухта, 18–19 ноября 2010, Ухта: УГТУ, 2010. – С. 22–33.

3. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз», 2011. – 645 с.

4. Повалихин А.С., Близнюков В.Ю. Технология создания систем горизонтальных дренажных стволов в пласте при строительстве эксплуатационных скважин на нефтяных месторождениях. // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 1. – С. 5–9.

5. Пути совершенствования профиля добывающих скважин / К.М. Солодкий, А.Ф. Федоров, А.С. Оганов [и др.] // Строительство скважин, обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – № 10. – 1989. – 65 с.

6. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – 215 с.

7. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – 215 с.

## References

1. Sochneva I.O., *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2016, no. 3, pp. 9-19.

2. Ruzin L.M., Petrov N.A., Morozjuk O.A., Durkin S.M., *Vybor effektivnykh tekhnologiy razrabotki zalezhey vysokov'yazkikh neftey i bitumov* (The choice of effective technologies of development of deposits of heavy oil and bitumen), Proceedings of Interregional Scientific and Technical Conference "Problems of development and operation of heavy oil and bitumen deposits", Ukhata: Publ. of USTU, 2010, pp. 22–33.

3. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Batrikov S.N., Solodkiy K.M., *Burenie naklonnykh, gorizontal'nykh i mnogozaboynykh skvazhin* (Directional, horizontal and multihole drilling), Moscow: Publ. of TsentLitNefteGaz, 2011, 645 p.

4. Povalikhin A.S., Bliznyukov V.Yu., *Inzhener-nefyanik*, 2012, no. 1, pp. 5-9.

5. Solodkiy K.M., Fedorov A.F., Oganov A.S., Semak G.G., Povalikhin A.S., *Puti sovershenstvovaniya profilya dobyvayushchikh skvazhin* (Ways to improve profile of extraction wells), In *Stroitelstvo skvazhin. obzornaya informatsiya* (Construction of wells, overview), Moscow: Publ. of VNIIOENG, 1989, no. 10, p. 65.

6. Isachenko V.Kh., *Inklinometriya skvazhin* (Directional survey), Moscow: Nedra Publ., 1987, 215 p.

## Результаты промыслово-технологических испытаний ударного винтового забойного двигателя

А.В. Семин, О.А. Чуркин, А.А. Кiekбаев  
(АО «Самаранефтегаз»)

**Ключевые слова:** механическая скорость, анализ, бурение скважин, горная порода  
**Key words:** ROP, analysis, drilling and hard rock

**Адреса для связи:** KiekbaevAA@samng.ru, SeminAIV@samng.ru, ChurkinOA@samng.ru

### Введение

За последние годы в ПАО «НК «Роснефть» существенно выросли объемы работ по строительству скважин [1, 2]. При проведении данных работ приоритетной научно-технической задачей добывающих обществ, в том числе АО «Самаранефтегаз», являются поиск новых средств и методов повышения эффективности бурения скважин, разработка и внедрение технологий, сокращающих сроки строительства скважин. Базовым направлением снижения затрат является увеличение коммерческой скорости бурения.

### Анализ опыта бурения скважин в интервале твердых пород

В 2015 г. АО «Самаранефтегаз» завершено строительством 127 нефтяных скважин, в процессе бурения которых в интервале твердых пород наблюдалось снижение средней механической скорости проходки. На рис. 1 приведены данные об изменении средней механической скорости бурения группы скважин Кулешовского и Винно-Банновского месторождения со схожими геолого-литологическими условиями.

Геолого-литологический состав горных пород в интервале снижения механической скорости (2300–2800 м на Винно-Банновском и 2800–3600 м на Кулешовском месторождениях) представлен плотными известняками, крепкими, местами окремнелыми серыми известняками, участками микрозернистыми пиритизированными; песчаниками с прослоями кар-

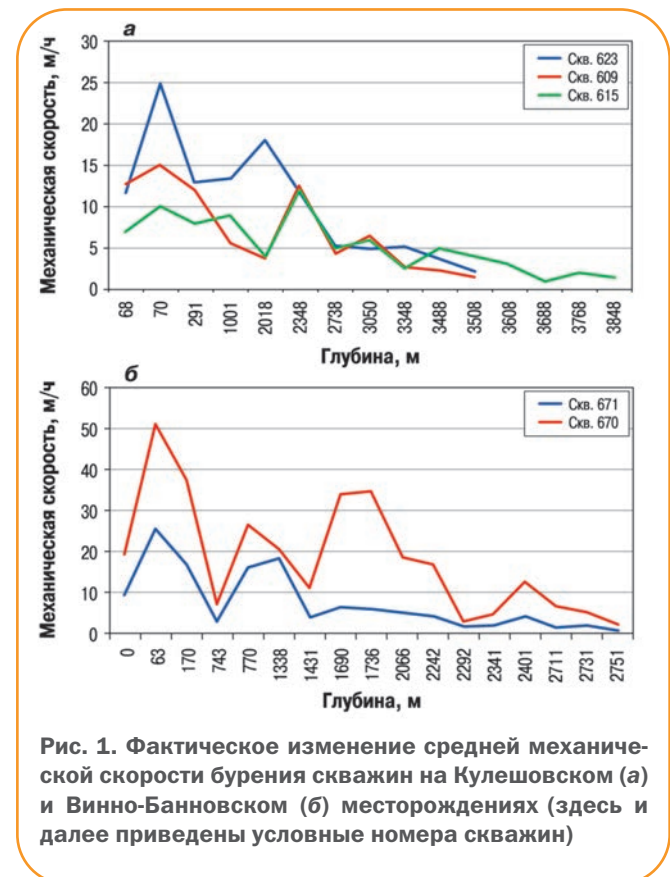


Рис. 1. Фактическое изменение средней механической скорости бурения скважин на Кулешовском (а) и Винно-Банновском (б) месторождениях (здесь и далее приведены условные номера скважин)

бонатных пород, песчаниками кварцевыми с прослоями доломитов турнейского, тиманского, пашийского и ардаатовского горизонтов, при бурении которых ввиду ограниченности ресурса долота требуются дополнительные спускоподъемные операции (СПО) для его смены (см. таблицу).

Номер скважины	Тип долота	ВЗД	Интервал бурения, м	Проходка, м	Время бурения, ч	Механическая скорость, м/ч
<i>Кулешовское месторождение</i>						
623	БТ9913-016	ДГР-172	2985 - 3593	608	120,24	4,9
609	ММ74D	ДГР-172	3033 - 3676	643	260,8	2,7
615	ММ74D	ДГР-172	2838 - 3565	727	206,88	3,5
Среднее				659	195	3,7
<i>Винно-Банновское месторождение</i>						
670	EQH47R	ДРЗ-178.Ц	2459 - 2796	337	106,95	4,2
671	EQH47R	ДРЗ-178.Ц	2431 - 2823	392	122,9	3,7
Среднее				364,5	114,9	3,9

**Примечание.** Диаметр долот всех типов равен 215,9 мм, ВЗД – винтовой забойный двигатель.

Из таблицы видно, что средняя механическая скорость бурения в интервалах твердых пород Кулешовского месторождения составляет 3,7 м/ч, а в интервалах твердых пород Винно-Банновского месторождения – 3,9 м/ч. Причиной подъема долота на обоих месторождениях было снижение механической скорости, износ резцов внутреннего и внешнего рядов изменялся от 12 до 80 %.

При бурении скв. 623 Кулешовского месторождения в интервале 2985–3593 м с глубины 3593 м был поднят буровой инструмент в связи с уменьшением механической скорости проходки. Ревизия долота после подъема показала дробление режущей структуры и износ резцов внутреннего и внешнего рядов соответственно на 25 и 12,5 %, область износа режущей поверхности долота – в основном в пределах плеча.

При бурении скв. 609 Кулешовского месторождения буровой инструмент извлекли с глубины 3676 м в связи со снижением механической скорости проходки. Ревизия поднятого долота показала его основной износ по всей поверхности, износ внешнего и внутреннего рядов резцов до 12,5 %. Извлечение бурового инструмента из скв. 615 Кулешовского месторождения с глубины 3565 м выполнено вследствие снижения механической скорости проходки до 0,96 м/ч. Ревизия долота показала его основной износ по всей поверхности, износ внешнего и внутреннего рядов резцов до 12,5 %.

При бурении скв. 670 и 671 Винно-Банновского месторождения подъем бурового инструмента проведен с глубины соответственно 2796 и 2830 м из-за снижения механической скорости проходки до 0,5–0,8 м/ч. Износ поднятого из скв. 670 долота был минимальным и не мог стать причиной критического снижения механической скорости. Ревизия долота показала износ внешнего и внутреннего рядов резцов до 12,5 %, область износа режущей поверхности долота – плечо. Осмотр долота, поднятого из скв. 671, выявил кольцевую выработку центральной

части вооружения. Резцы внутреннего и внешнего рядов изношены соответственно на 75 и 37,5 %.

Помимо стандартной оптимизации показателей бурения скважин и подбора определенных типов долот, было решено провести испытания забойного ударного инструмента [3] с целью увеличения средней механической скорости бурения и сокращения времени СПО по замене долота. Комплекс исследований включал сбор данных о режиме бурения и результатов промысловых экспериментов с забойным двигателем. Полученная информация обобщалась, анализировалась и обрабатывалась.

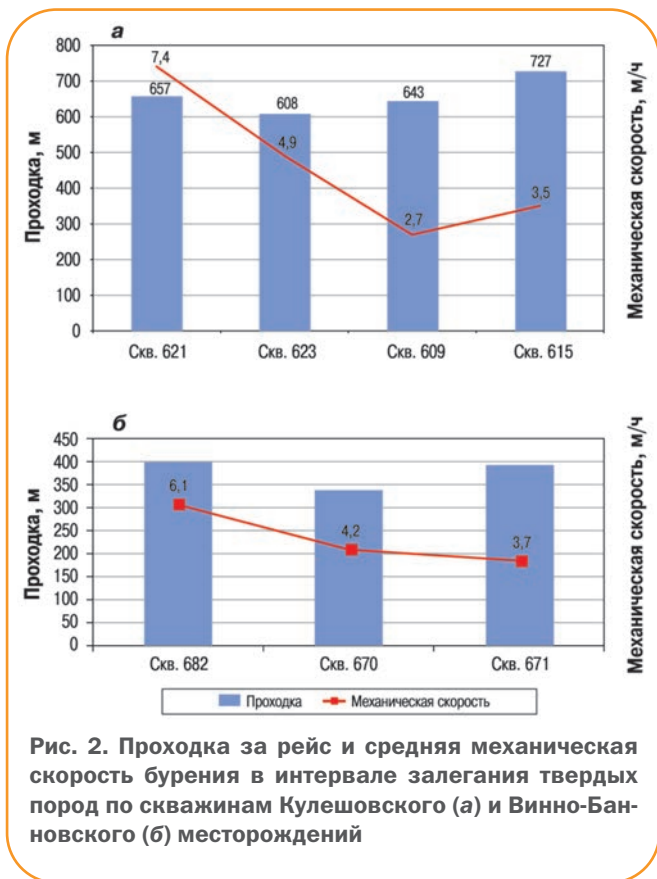
### Результаты испытания

Промысловые испытания проводились в пределах рассматриваемых участков Кулешовского и Винно-Банновского месторождений. Были отобраны по скважине-кандидату каждого из месторождений. При прохождении твердых пород использовался ударный ВЗД. В процессе бурения контролировались следующие параметры: расход промысловочной жидкости, давление на стояке, нагрузка на долото и амплитуда колебания давления.

Сравнительная оценка результатов опытно-промысловых испытаний (ОПИ) проводилась с соседними скважинами (скв. 609, 615, 623 Кулешовского месторождения) со схожими геолого-литологическими разрезами (интервал 2838-3676 м) и условиями бурения (см. таблицу).

В скв. 621 Кулешовского месторождения ударным ВЗД было пробурено 657 м горной породы со средней механической скоростью 7,4 м/ч, что на 32 % выше лучшего результата по месторождению, и на 54 % – среднего по ранее пробуренным скважинам (см. рис. 2, а).

Второй этап исследований проводился в скв. 682 Винно-Банновского месторождения. Проектная глубина скважины – 2914 м, проектный горизонт – архей, рассматриваемый интервал бурения – 2462–2861 м. Сравнительная оценка результатов



опытного бурения с применением ВЗД выполнялась с соседними скв. 670 и 671 Винно-Банновского месторождения со схожими геолого-литологическими условиями бурения (см. рис. 2, б).

В результате ОПИ с ударным забойным двигателем было пробурено 399 м горных пород со средней механической скоростью 6,1 м/ч вместо 3,9 м/ч, что на 36 % выше лучшего результата по месторождению и ранее пробуренным скважинам.

Анализ работы забойного двигателя и представленная выше информация позволяют утверждать, что испытываемый ударный ВЗД значительно увеличивает среднюю механическую скорость бурения в твердых породах за счет их эффективного разрушения. Конфигурация инструмента обеспечивает усиление режущего действия долот, осевое перемещение снижает вероятность заедания – проскальзывания и позволяет более эффективно резать породу. Большая частота осевого перемещения в сочетании с гидравлическим демпфированием контролирует ударную силу и предотвращает риск поломки резца. В результате увеличивается ресурс долота, обеспечивается плавное дохождение нагрузки на него и улучшается контроль положения отклонителя [3].

## Экономическая эффективность

Применение ударного ВЗД позволило сократить время бурения скв. 621 Кулешовского и скв. 682 Винно-Банновского месторождений соответственно на 1,6 и 3,3 сут. Установлено, что использование ударного забойного двигателя в рассматриваемых условиях снижает финансовые затраты на 25 % по сравнению со средним показателями.

## Заключение

Результаты испытаний ударного ВЗД в геологических условиях бурения скважин в АО «Самаранефтегаз» подтвердили его высокую эффективность при бурении скважин в интервале твердых и крепких пород.

Снижение затрат на строительство скважин было достигнуто благодаря увеличению средней механической скорости бурения в твердых породах более чем в 2 раза, проходки на долото и стойкости долота, а также экономии долот при разбуривании крепких пород.

АО «Самаранефтегаз» планирует в дальнейшем применять ударный винтовой забойный двигатель при бурении всех скважин в интервале твердых пород для повышения механической скорости проходки.

## Список литературы

1. Солодухин И.В., Пleshков Д.С., Федотов А.Г. Строительство многоствольной скважины // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – Приложение №2. – С. 45–48.
2. Использование демпферной пачки с низким содержанием твердой фазы при спуске хвостовиков в горизонтальных скважинах в условиях аномально высоких пластовых давлений / А.В. Чвиркович, Ф.В. Байков, П.С. Бухаров, М.Р. Гатин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – Приложение №2. – С. 13–18.
3. Патент US 8739901 B2. Wellbore percussion adapter and tubular connection/ Bradley R. Cote.

## References

1. Solodukhin I.V., D.S. Pleshkov, Fedotov A.G., *Nauchno-tekhnicheskij vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2014, Appendix no. 2, pp. 45–48.
2. Chvirkovich A.V., Baykov F.V., Bukharov P.S., Gatin M.R., *Nauchno-tekhnicheskij vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2014, Appendix no. 2, pp. 13–18.
3. Patent US 8739901 B2, *Wellbore percussion adapter and tubular connection*, Inventor: Cote B.R.

# Приближенная оценка фильтрационных параметров ближней зоны пласта нагнетательных скважин на основе анализа температурных данных

Ю.А. Питюк, к.ф.-м.н., А.Я. Давлетбаев, к.ф.-м.н. (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
А.А. Мусин, к.ф.-м.н., Д.Ф. Марьин, к.ф.-м.н.,  
Л.А. Ковалева, д.т.н. (Башкирский гос. университет),  
П.С. Мумбер (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

**Ключевые слова:** температура, давление, призабойная зона пласта, скин-фактор, термогидродинамические исследования скважин  
**Key words:** temperature, pressure, bottomhole formation zone, skin factor, temperature/pressure transient well tests

**Адрес для связи:** PityukYuA@ufanipi.ru

## Введение

В настоящее время гидродинамические исследования скважин (ГДИС) широко применяются при контроле разработки нефтяных месторождений. Адекватная интерпретация данных ГДИС позволяет правильно оценить состояние пласта и решить вопрос о проведении соответствующих геолого-технических мероприятий (ГТМ). От достоверности результатов ГДИС в итоге зависит эффективность ГТМ.

Основной проблемой «классических» методов ГДИС [1, 2] является невозможность однозначного решения многопараметрической задачи. Методы ГДИС позволяют оценить проницаемость удаленной зоны пласта, пластовое давление, скин-фактор, характеризующий состояние ближней зоны пласта (скин-зоны), однако не позволяют оценить проницаемость скин-зоны и радиус повреждения, которые соответствуют определенному скин-фактору [3, 4]. Одним из способов расширения числа определяемых параметров является включение в область задаваемых функций термодинамической составляющей, основанной на регистрации температуры в действующей или остановленной скважине. Поскольку температурный фронт распространяется значительно медленнее, чем фронт давления, возможно по динамике температуры в радиусе ее исследования, который меньше радиуса исследования по давлению, оценить неизвестные фильтрационные параметры призабойной зоны пласта (ПЗП).

Использование нестационарных температурных полей для определения фильтрационных параметров, начатое профессором Е.Б. Чекалюком [5] и активно развиваемое в настоящее время, в частности,

специалистами кафедры геофизики Башкирского гос. университета [6, 7], является актуальной задачей в рамках нового направления – термогидродинамических исследований (ТГДИ) скважин и пластов.

Термодинамика потока в пористой среде в основном изучалась с учетом конвективного и кондуктивного переноса тепла. В одной из самых ранних работ [8] предложена аналитическая формула для определения температуры в нагнетательной скважине. Большой прорыв в этой области был сделан Е.Б. Чекалюком [5], который описал аналитическую зависимость температуры от давления в добывающих скважинах. В работе [6] предложен инструмент для оценки распределения температуры в пласте при изменяющемся поле давления, также показано, что в нефтенасыщенной пористой среде могут проявляться адиабатический эффект, эффект Джоуля – Томсона и теплоперенос при фазовом переходе. В работе [7] предложена методика оценки проницаемости скин-зоны и радиуса повреждения для добывающих скважин на основе температурных данных. Уравнение энергетического баланса с учетом нагрева при трении и эффекта Джоуля – Томсона рассмотрено в работе [9]. W. Sui и другие специалисты [10] численно исследовали свойства многопластового коллектора и по температурным данным оценили проницаемость и скин-фактор каждого пласта в добывающих скважинах.

В работе [11] описана полная модель распространения температурного фронта на основе метода расщепления на физические процессы (Operator-Splitting method), показано, что температурные данные в совокупности с данными традиционных методов ГДИС



могут быть использованы для оценки параметров коллектора и добываемой нефти (проницаемость, пористость, коэффициенты адиабатического расширения, Джоуля – Томсона, температуропроводности). В работе [12] получена аналитическая формула, связывающая число Пекле и проницаемость пласта.

Методика термозондирования пласта [5, 7] может применяться для анализа температуры в добывающих скважинах, но неприменима в нагнетательных скважинах из-за разных теплофизических свойств жидкости, тепловых эффектов, процессов переноса тепла, разнонаправленности фильтрационных потоков.

В настоящей работе предложен экспресс-метод анализа данных ТГДИ остановленных нагнетательных скважин. На основе метода регистрации кривой падения давления (КПД) в нагнетательных скважинах по экспресс-методу ТГДИ проведена интерпретация температурных данных, по результатам которой были определены проницаемость ближней зоны пласта и ее радиус.

## Полуаналитическая формула, описывающая динамику температуры в остановленных нагнетательных скважинах

Для анализа влияния различных температурных эффектов на изменение температуры во время остановки нагнетательной скважины было выполнено численное моделирование на основе метода контрольного объема. Рассматривалась вертикальная скважина с одномерной радиальной фильтрацией жидкости в пласт с учетом влияния ствола скважины и послепритока. Решалась полная задача, включающая уравнения для расчета распределения давления и температуры в пласте, с учетом следующих температурных эффектов: кондуктивной и конвективной теплопроводности, эффекта Джоуля – Томсона, адиабатического расширения и теплообмена с окружающей средой. Оценка температурных эффектов показала, что во время остановки нагнетательной скважины основным источником тепла является теплообмен с окружающей средой, а основным видом переноса тепла – кондуктивная теплопроводность. Однако на начальном этапе (2–4 ч после остановки скважины) основную функцию в переносе тепла в пласте выполняет продолжающийся отток жидкости из скважины в пласт (конвективная теплопроводность). Этот этап представляет значительный интерес, поскольку по скорости оттока жидкости в пласт можно определить недостающие параметры ближней зоны пласта [13].

Анализ изменения температуры в скважине показал, что первые несколько часов после остановки на-

гнетательной скважины температура  $T$  в фиксированном объеме скважины  $\Delta V$  будет удовлетворять балансу тепловых потоков

$$(\text{ср})_f \frac{dT}{dt} = q_1 - q_2 + q_3, \quad (1)$$

где  $(\text{ср})_f$  – объемная теплоемкость жидкости в скважине;  $q_1$  – приток тепла из скважины в объем  $\Delta V$ ;  $q_2$  – отток тепла в скважину из объема  $\Delta V$ ;  $q_3$  – тепловой поток в объем  $\Delta V$  за счет теплообмена с окружающей средой.

Отметим, что  $q_1$  и  $q_2$  отвечают за конвективный перенос тепла за счет фильтрации жидкости в пласт, а  $q_3$  – связан с нагревом жидкости со стороны обсадной колонны.

На рис. 1 представлен баланс тепловых потоков в объеме скважины  $\Delta V$ . Предполагается, что температура в конкретный момент времени  $t$  в объеме  $\Delta V$  устанавливается мгновенно и равна  $T$ . Температура поступающего в скважину потока  $T_0$  и температура окружающих пород  $T_e$  постоянны. Тогда тепловые потоки  $q_1, q_2, q_3$  в объеме  $\Delta V$  будут удовлетворять тепловому балансу

$$\begin{aligned} & (\text{ср})_f \Delta V (T(t + \Delta t) - T(t)) = \\ & = (\text{ср})_f \Delta t v_w S_w (T_0 - T) - \alpha (T - T_e) \Delta V \Delta t, \\ & \frac{T(t + \Delta t) - T(t)}{\Delta t} = v_w \frac{S_w}{\Delta V} (T_0 - T) - \frac{\alpha}{(\text{ср})_f} (T - T_e), \\ & v_w = \frac{2\pi h}{\pi r_w^{in}} v, \end{aligned} \quad (2)$$

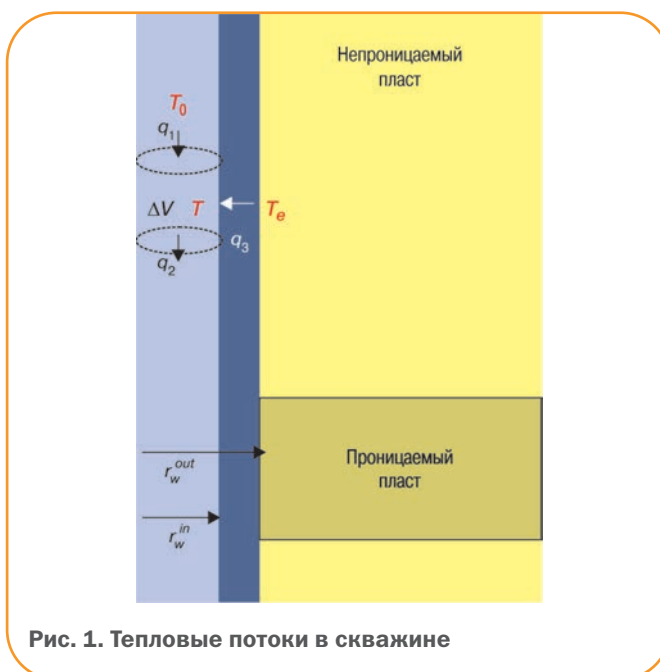


Рис. 1. Тепловые потоки в скважине

где  $v_w$  – скорость движения жидкости в скважине;  $S_w$  – площадь поперечного сечения скважины;

$\alpha = 6\lambda_c / (r_w^{out} - r_w^{in})^2$  – коэффициент теплообмена с окружающей средой [14];  $\lambda_c$  – коэффициент теплопроводности обсадной колонны;  $r_w^{in}$ ,  $r_w^{out}$  – радиус скважины соответственно внутренний и внешний;  $h$  – толщина пласта;  $v$  – скорость фильтрации.

С учетом уравнения (2) формулу (1) можно записать как

$$(cp)_f \frac{dT}{dt} = 2(cp)_f v \frac{T_0 - T}{r_w^{in}} - \alpha(T - T_e). \quad (3)$$

Предполагается, что первые 3–4 ч после остановки скважины скорость фильтрации изменяется незначительно и может считаться постоянной. Тогда решение уравнения (3) имеет следующий вид:

$$T = \frac{(\beta_2 - C' e^{-\beta_1 t})}{\beta_1},$$

$$\beta_1 = \frac{2v}{r_w^{in}} + \frac{\alpha}{(cp)_f},$$

$$\beta_2 = \frac{2v}{r_w^{in}} T_0 + \frac{\alpha}{(cp)_f} T_e, \quad (4)$$

где  $C'$  – константа интегрирования.

При начальном условии  $T(0) = T_0$  решение (4) можно записать как

$$T = (T_0 - \beta) e^{-\beta_1 t} + \beta, \quad \beta = \frac{\beta_2}{\beta_1}. \quad (5)$$

В реальности скорость фильтрации  $v$  во время остановки изменяется, поэтому коэффициенты  $\beta_1$  и  $\beta_2$  являются слабоменяющимися функциями времени. Численные расчеты показали, что в некотором приближении в начальный момент времени отношение коэффициентов  $\beta_2/\beta_1$  можно аппроксимировать прямой линией. На рис. 2 представлено сравнение динамики температуры, полученной при численном решении полной задачи [11] (численный расчет), по аналитической формуле (5) с прямым численным расчетом отношения  $\beta_2/\beta_1$  при скорости фильтрации, определенной по результатам численного моделирования, (аналитическое решение) и аналитической формуле (5) с аппроксимацией отношения  $\beta_2/\beta_1$  прямой линией (полуаналитическое решение). Из рис. 2 видно, что на начальных временах кривые совпадают, поэтому аппроксимация отношения  $\beta_2/\beta_1$  прямой линией является хорошим приближением.

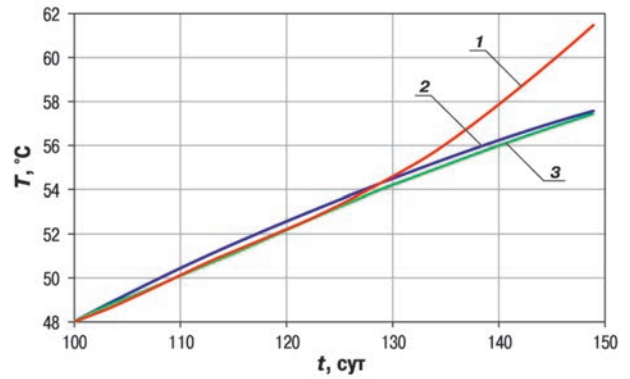


Рис. 2. Сравнение результатов полуаналитического решения (1), численных расчетов (2) и аналитического решения (3)

Таким образом, формулу (5) можно использовать в экспресс-методике для определения фильтрационных параметров ближней зоны пласта в остановленных нагнетательных скважинах.

### Экспресс-метод приближенной оценки проницаемости ближней зоны пласта и ее радиуса

На основе рассмотренного анализа была разработана методика ТГДИ остановленных нагнетательных скважин, которая состоит из следующих этапов.

1. Проведение исследования в нагнетательной скважине с закачкой жидкости при постоянном расходе  $Q$ . Остановка скважины и регистрация кривых изменения забойного давления и температуры в интервале продуктивного пласта.

2. Интерпретация КПД и определение параметров удаленной зоны пласта по «стандартной» методике ГДИС: оценка значений скин-фактора  $S$ , проницаемости продуктивного пласта  $k$ .

3. Вычисление перепада давления на забое за счет скин-эффекта

$$\Delta p_s = - \frac{Q\mu}{2\pi kh} S, \quad (6)$$

где  $\mu$  – вязкость жидкости.

4. Определение скорости фильтрации в ближней зоне пласта как функции от неизвестных проницаемости скин-зоны  $k_s$  в радиусе  $r_s$  (минимальный радиус повреждения или радиус исследования по температуре)

$$v = - \frac{k_s}{\mu} \frac{\Delta p_s}{r_s - r_w^{in}}. \quad (7)$$

5. Определение изменения температуры

$$\Delta T = |T - T_0|; \quad (8)$$

аппроксимаций функций  $\beta(t)$ ,  $\tilde{\beta}(t)$  линейными функциями

$$\beta(t) = at + T_0, \quad (9)$$

$$\tilde{\beta}(t) = \beta(t) - T_0;$$

коэффициента

$$a = |T_e - T_0| / t_v, \quad (10)$$

где  $t_v$  – время с момента остановки скважины на регистрацию КПД (как правило, составляет 2–4 ч).

6. Преобразование аналитического решения (5) к виду

$$\ln(\tilde{\beta}(t) - \Delta T) = (-c_1 v - c_2)t + \ln(\tilde{\beta}(t)),$$

$$c_1 = \frac{2}{r_w^{in}}, \quad c_2 = \frac{\alpha}{(cp)_f}. \quad (11)$$

7. Аппроксимация функции изменения температуры  $\Delta T$  на участке времени  $(0, t_v)$  функцией  $\tilde{\beta}$  (рис. 3, а).

Построение зависимостей  $\ln(\tilde{\beta}(t) - \Delta T)$  от  $t$  (рис. 3, б) и ее производной

$$\frac{\partial \ln(\tilde{\beta}(t) - \Delta T)}{\partial t} = \frac{a}{\tilde{\beta}(t) - \Delta T}. \quad (12)$$

8. Нахождение участка, где производная (12) постоянна, и выделение этого участка на рис. 3, б. Определение тангенса угла наклона прямой на найденном участке  $m_{ln}$ .

9. Определение из выражений (7), (11) и найденного тангенса угла наклона минимального радиуса повреждения

$$r_s = \frac{c_1 k_s \Delta p_s}{\mu(c_2 + m_{ln})} + r_w^{in}. \quad (13)$$

Радиус  $r_s$  также можно выразить из аналитической формулы, связывающий скин-фактор, проницаемость и радиус ближней зоны пласта [3],

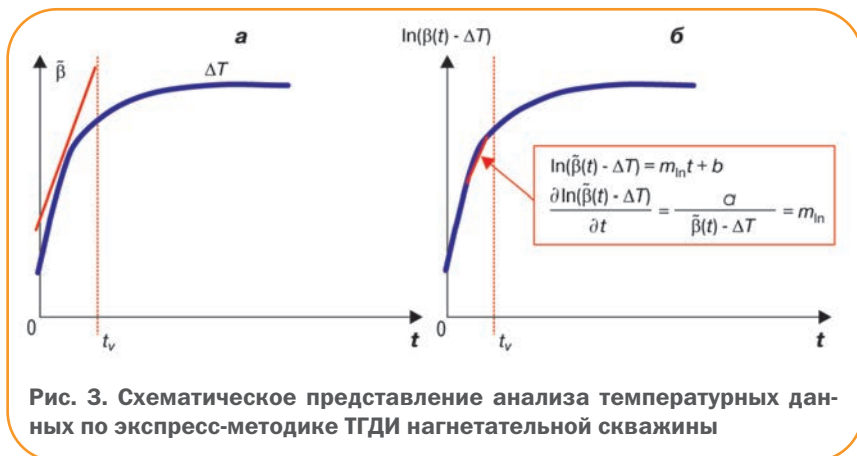
$$r_s = r_w^{in} \exp\left(\frac{S}{k/k_s - 1}\right). \quad (14)$$

Приравнивая выражения (13) и (14), получаем трансцендентное уравнение относительно  $k_s$

$$\exp\left(\frac{S}{k/k_s - 1}\right) - Ak_s - 1 = 0, \quad A = \frac{c_1 \Delta p_s}{r_w^{in} \mu(c_2 + m_{ln})}. \quad (15)$$

Неизвестные параметры ближней зоны пласта (проницаемость ПЗП  $k_s$  в радиусе исследования  $r_s$ ) находятся из решения системы уравнений (14) и (15).

Таким образом, разработанный экспресс-метод анализа промысловых данных об изменении температуры совместно со стандартной методикой ГДИС позволяет оценить проницаемость ПЗП в радиусе исследования, который значительно меньше радиуса исследования по давлению. Найденный радиус исследования по температуре можно принимать в качестве минимального радиуса повреждения ПЗП. Для оценки максимального радиуса загрязнения необходимо использовать комбинированный подход, включающий «классические» методы ГДИС, предложенную экспресс-методику анализа данных температуры для получения начального приближения, и численное моделирование для уточнения определенных фильтрационных параметров пласта.



## Интерпретация промысловых данных давления и температуры

В ходе исследований был выполнен анализ ТГДИ вертикальной нагнетательной скв. ХХХ2. Скважина длительное время работала с постоянной приемистостью. Затем была остановлена на 190 ч для проведения ГДИС методом регистрации КПД. Термоманометр был спущен до верхних отверстий перфорации, где давление и температура регистрировались в течение

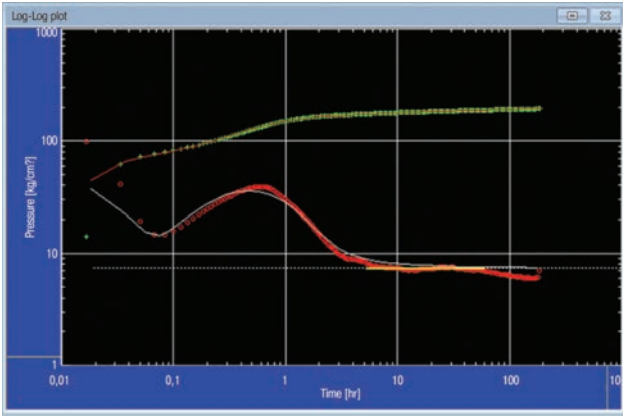


Рис. 4. Log-Log график изменения давления в скв. XXX2 и его логарифмической производной по данным ГДИС методом КПД

всего периода остановки скважины. Проведена интерпретация промысловых данных по методу КПД, получены следующие результаты: радиус исследования – 950 м, пластовое давление – 10,77 МПа, проницаемость удаленной зоны пласта – 0,0325 мкм<sup>2</sup>, скин-фактор – 4,31. График изменения давления и его логарифмической производной представлен на рис. 4.

Анализ промысловых данных изменения температуры в скважине, полученных с глубинного манометра, проводился на основе экспресс-методики ТГДИ нагнетательных скважин. Определялись изме-

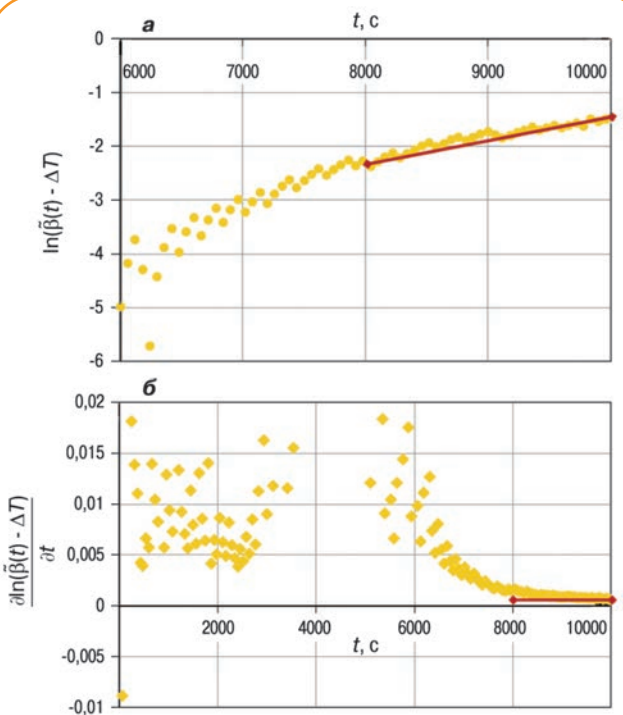


Рис. 5. Анализ измеренных данных изменения температуры по экспресс-методике ТГДИ нагнетательной скв. XXX2

нение температуры  $\Delta T$ , коэффициент  $a$ , функции  $\beta(t)$ ,  $\tilde{\beta}(t)$  согласно формулам (8)–(10). Таким образом, линейная функция  $\tilde{\beta}(t)$  аппроксимирует измеренную кривую  $\Delta T$  на начальном этапе с момента остановки скважины ( $t_v = 10800 \text{ с} = 3 \text{ ч}$ ).

Согласно этапу 8 построена зависимость функции  $\ln(\tilde{\beta}(t) - \Delta T)$  (рис. 5, а) и ее производной (рис. 5, б) от  $t$  и определен участок, где производная, вычисленная по формуле (12), постоянна (см. рис. 5, б). Этот участок отмечен на рис. 5, а. Затем были вычислены перепад давления  $\Delta p_s$  и тангенс угла наклона прямой на этом участке  $m_{\ln}$ . Исходные и промежуточные параметры расчетов представлены ниже.

$T_e = 45 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $a = 0,000151852$ ;  $T_0 = 43,95 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $\mu = 0,00035 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;  $k = 0,0325 \text{ мкм}^2$ ;  $h = 8 \text{ м}$ ;  $t_v = 10800 \text{ с}$ ;  $S = 4,31$ ;  $\Delta p_s = -0,12825 \text{ МПа}$ ;  $c_1 = 31,25 \text{ м}^{-1}$ ;  $m_{\ln} = 0,000382 \text{ с}^{-1}$ ;  $r_w^{in} = 0,064 \text{ м}$ ;  $A = -160 \text{ мкм}^2$ .

Согласно этапу 9 по линейному уравнению (15) определили проницаемость ближней зоны пласта  $k_s = 6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , по формуле (14) – радиус исследования по температуре  $r_s = 0,173 \text{ м}$ , который соответствует скин-зоне  $\Delta r_s = 0,065 \text{ м}$  (минимальная длина зоны загрязнения ПЗП в радиальном направлении от внешней стенки скважины,  $r_w^{out} = 0,108 \text{ м}$ ). Результаты интерпретации данных ГДИС показывают, что полученный радиус исследования по температуре на четыре порядка меньше, чем радиус исследования по давлению. Для уточнения длины зоны загрязнения ПЗП проведены численные расчеты [13]. В качестве начального приближения для моделирования использовались фильтрационные параметры, полученные по разработанной экспресс-методике ТГДИ. Путем совмещения численной и промысловой кривых по температуре оценена максимальная длина зоны загрязнения ПЗП  $\Delta r_s = 1,7 \text{ м}$ .

## Заключение

Представлена экспресс-методика анализа температурных данных по результатам ТГДИ методом КПД в нагнетательной скважине. Методика позволяет оценить проницаемость ближней зоны пласта и ее радиус. Выполнена интерпретация промысловых данных давления и температуры в нагнетательной скв. XXX2. При интерпретации промысловых данных по изменению давления проведена оценка проницаемости удаленной зоны пласта, пластового давления, скин-фактора. На основе разработанного экспресс-метода анализа данных по изменению температуры получены оценочные значения проницаемости ближней зоны и радиуса повреждения.

Предложенный экспресс-метод анализа данных ТГДИ позволяет повысить информативность «стандартных» ГДИС и на основе анализа изменения температуры оценить параметры ближней зоны пласта. Определенные параметры могут быть использованы при планировании ГТМ по очистке ПЗП, в частности, при планировании и составлении дизайна солянокислотных обработок.

*Авторы выражают благодарность проф. И.Л. Хабибулину (Башкирский гос. университет) за обсуждение результатов и ценные замечания, А.Ф. Янышевой, Р.И. Нуриеву, Д.З. Ишину (ООО «ПКФ «ГИС НефтеСервис») за помощь при анализе промысловых данных, Э.Р. Назаргалину, А.Н. Ефремову, Д.А. Муштафину (ООО «РН-Юганскнефтегаз») за помощь в планировании и проведении промысловых исследований, В.А. Краснову (ПАО «НК «Роснефть») за обсуждение результатов и ценные замечания.*

## Список литературы

1. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т.А. Деева, М.Р. Камартидинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 243с.
2. Earlougher R.C. Advances in well test analysis. – Society of Petroleum Engineer's Monograph 5, 1977. – 264 p.
3. Hawkins M.F. A Note on the Skin Effect // Trans. AIME. – 1956. – V. 207. – P. 356–357.
4. Wattenbarger R.A., Ramey H.J. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: II. Finite Difference Treatment // Soc. Pet. Eng. J. – 1970– P. 291–297.
5. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.
6. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh. A research into thermal fields in fluid-saturated porous media // Powder technology. – 2004. – V. 148. – P. 72– 77.
7. Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation / A.Sh. Ramazanov, R.A. Valiullin, A.A. Sadretdinov [et al.] // SPE 136256. – 2010.
8. Ramey H.J. Wellbore heat transmission // J. Pet. Tech. – 1962. – V. 14(4). – P. 427–435.
9. Detection of water or gas entries in horizontal wells from temperature profile / P. Dawkrajai, L.W. Lake, K. Yoshioka [et al.] // SPE 100050. – 2006.
10. Model for transient temperature and pressure behavior in commingled vertical wells / W. Sui, D. Zhu, A. D. Hill, C. A. Ehlig-Economides // SPE 115200. – 2008.
11. Duru O.O., Horne R.N. Modeling reservoir temperature transients and matching to permanent downhole gauge data for reservoir parameter estimation // SPE 115791-PP. – 2008.

12. App J.F., Yoshioka K. Impact of reservoir permeability on flowing sandface temperatures: dimensionless analysis // SPE 146951. – 2013.
13. Оценка влияния различных температурных эффектов на изменение температуры в призабойной зоне пласта / Ю.А. Питюк, А.Я. Давлетбаев, А.А. Мусин [и др.]// Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – Вып. 42. – № 1. – С. 28–34.
14. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя // Труды ин-та/Уфимский нефтяной институт. – 1958. – Вып. 2. – С.149–173.

## References

1. Deeva T.A., Kamartdinov M.R., Kulagina T.E., Mangazeev P.V., Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin: analiz i interpretatsiya dannykh (Hydrodynamic studies of wells: the analysis and interpretation of data), Tomsk: Publ. of TPU, 2009, 243 p.
2. Earlougher R.C., *Advances in well test analysis*, Society of Petroleum Engineer's Monograph 5, 1977, 264 p.
3. Hawkins M.F., *A Note on the skin effect*, Trans. AIME, 1956, V. 207, pp. 356–357.
4. Wattenbarger R.A., Ramey H.J., *An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: II. Finite difference treatment*, SPE 2467-PA, 1970.
5. Chekalyuk E.B., *Termodinamika neftyanogo plasta* (Thermodynamics of oil reservoir), Moscow: Nedra Publ., 1965, 238 p.
6. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., *A research into thermal fields in fluid-saturated porous media*, Powder technology, 2004, V. 148, pp. 72– 77.
7. Ramazanov A.Sh., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Shako V.V., Pimenov V.P., Fedorov V.N., Belov K.V., *Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation*, SPE 136256, 2010.
8. Ramey H.J., *Wellbore heat transmission*, J. Pet. Tech., 1962, V. 14(4), pp. 427–435.
9. Dawkrajai P., Lake L.W., Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D., *Detection of water or gas entries in horizontal wells from temperature profile*, SPE 100050, 2006.
10. Sui W., Zhu D., Hill A.D., Ehlig-Economides C.A., *Model for transient temperature and pressure behavior in commingled vertical wells*, SPE 115200, 2008.
11. Duru O.O., Horne R.N., *Modeling reservoir temperature transients and matching to permanent downhole gauge data for reservoir parameter estimation*, SPE 115791-PP, 2008.
12. App J.F., Yoshioka K., *Impact of reservoir permeability on flowing sandface temperatures: dimensionless analysis*, SPE 146951, 2013.
13. Pityuk Yu.A., Davletbaev A.Ya., Musin A.A., Kovaleva L.A., Mar'in D.F., Fursov G.A., *Estimation of various temperature effects influencing temperature change near bottomhole formation zone* (In Russ.), Nauchno-tekhicheskiy Vestnik OAO «NK «Rosneft'», 2016, V. 42, no. 1, pp. 28–34.
14. Rubinshteyn L.I., *O temperaturnom pole plasta pri nagnetanii v plast goryachego teplonositelya* (On the temperature pattern of the reservoir during injecting the hot coolant reservoir), Proceedings of Ufa State Petroleum University, 1958, V. 2, pp. 149–173.

# Автоматизированный анализ гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин как инструмент быстрого поиска источников обводнения низкопроницаемых коллекторов с развитием трещин автоГРП

Д.Ф. Марьин, к.ф.-м.н. (Башкирский гос. университет),  
Т.С. Усманов, к.х.н., А.Я. Давлетбаев, к.ф.-м.н.,  
Д.С. Иващенко, к.ф.-м.н. (ООО «РН-Уфанипинефть»)

**Ключевые слова:** анализ взаимовлияния скважин, поиск источников обводнения, эффект автоГРП  
**Key words:** injector-producer relationship analysis, search for source of water trouble, self-induced fracturing

**Адрес для связи:** lvaschenkoDS@ufanipi.ru

## Введение

При разработке низкопроницаемых коллекторов с интенсивным использованием системы поддержания пластового давления (ППД) в ряде случаев происходит резкое обводнение добывающих скважин. Это обусловлено эффектом автоГРП – самопроизвольным ростом трещины в нагнетательной скважине при забойном давлении выше давления раскрытия трещины [1, 2]. При резком обводнении добывающей скважины необходимо оперативно найти источник обводнения и провести мероприятия по его ограничению или отключению.

В настоящее время эффективность управления заводнением низкопроницаемых коллекторов сдерживается отсутствием удобного инструмента для проведения мониторинга. Поиск источников обводнения и кандидатов на ограничение закачки выполняется «вручную» и занимает весьма продолжительное время [3, 4]. С другой стороны, низкая успешность операций по зарезке боковых и боковых горизонтальных стволов (ЗБС/ЗБГС) связана с попаданием в ходе бурения в зону аномально высокого пластового давления (АВПД), что обусловлено наличием магистральной трещины автоГРП. Управление

нагнетательным фондом при ЗБС/ЗБГС невозможно без оперативного анализа взаимовлияния скважин и выявления скважин-потенциальных источников трещин автоГРП.

В статье предложен алгоритм анализа взаимовлияния скважин на основе модели «емкость – сопротивление», в настоящее время наиболее перспективной для решения подобного рода задач, и приводятся результаты тестирования метода на синтетических и промысловых данных.

## Модель «емкость – сопротивление» попарного взаимодействия скважин

Существует несколько методик, позволяющих моделировать взаимовлияние скважин при закачке флюида, не требующих наличия геологической модели и полного сеточного моделирования месторождения. Первоначально для оценки взаимовлияния применялись методы с использованием многопараметрической линейной регрессии [5], однако они основаны не на материальном балансе и не могут учесть изменения забойного давления. Модели, базирующиеся на передаточных (трансферных) функциях и преобразовании Лапласа [6], также не

учитывают забойное давление. Методы на основе модели «емкость – сопротивление» CRM (Capacitance Resistance Model) [7, 8] на данный момент являются наиболее подходящими для решения таких задач и широко развиваются за рубежом.

CRM является моделью, базирующейся на материальном балансе, и для нее требуются только динамика закачки, добычи, а также давления на забое добывающих скважин. В CRM и подобных моделях не учитываются геометрическое расположение скважин, параметры пласта, наличие трещин и др. Взаимовлияние по трещинам можно выявить путем сопоставления параметров взаимосвязи скважин, полученных из модели, с картой расположения скважин и трещин. CRM позволяет рассчитать коэффициент взаимовлияния скважин, задержку во времени отклика системы (реакции добывающих скважин) на изменение режимов нагнетания и давления на забое добывающих скважин, а также коэффициент продуктивности добывающих скважин. Известны случаи использования CRM в качестве инструмента для управления заводнением на ряде месторождений [9–11].

В зависимости от степени неоднородности пласта различается характер влияния нагнетательных скважин на добывающие: время отклика на изменение режима нагнетательной скважины может быть разным. В таком случае использование только одного временного параметра для каждой нагнетательной скважины не позволяет получить достаточно достоверную модель. Поэтому записывается уравнение неразрывности для каждой пары нагнетательная – добывающая скважина, что приводит к модели CRMIP – CRM Injector-Producer Pair Based Representation (рис. 1). В CRMIP для каждой пары нагнетательная скважина  $i$  – добывающая скважина  $j$  рассматривается по одной временной констан-

те  $\tau_{ij}$ , одному параметру индекса продуктивности  $J_{ij}$  и одному параметру взаимосвязи  $f_{ij}$

$$\tau_{ij} \frac{dq_{ij}(t)}{dt} + q_{ij}(t) = f_{ij} w_i(t) - \tau_{ij} J_{ij} \frac{dp_j(t)}{dt}, \quad (1)$$

где  $w_i(t)$  – приемистость нагнетательной скважины;  $p_j(t)$  – давление на забое добывающей скважины;  $q_{ij}(t)$  – дебит жидкости добывающей скважины от влияния от  $i$ -й нагнетательной скважины.

Аналитическое решение уравнения (1), полученное в работе [10], в предположении, что приемистость изменяется ступенчатым образом, а давление на забое – линейно в каждый дискретный интервал времени, имеет вид

$$q_{ij}^k = q_{ij}^{k-1} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}} + \left( 1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}} \right) \left( f_{ij} w_i^k - J_{ij} \tau_{ij} \frac{p_j^k - p_j^{k-1}}{\Delta t} \right). \quad (2)$$

Общий дебит  $j$ -й добывающей скважины рассчитывается как сумма всех дебитов этой скважины по всем контрольным объемам

$$q_j(t) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t), \quad (3)$$

где  $N_{inj}$  – число нагнетательных скважин.

В CRM параметр взаимосвязи между скважинами  $f$  определяет объемную долю закачанной жидкости в нагнетательную скважину, которая фильтруется к добывающей скважине. В работе [13] описано физическое значение параметра  $f$  как отношение средней проводимости между  $i$ -й нагнетательной скважиной и  $j$ -й добывающей скважиной  $T_{ij}$  к сумме проводимостей между  $i$ -й нагнетательной скважиной и всеми добывающими скважинами

$$f_{ij} = \frac{T_{ij}}{\sum_{j=1}^{N_{prod}} T_{ij}}, \quad (4)$$

где  $N_{prod}$  – число добывающих скважин.

При этом  $f_i = \sum_{j=1}^{N_{prod}} f_{ij} > 1$  в случае притока жидкости извне рассматриваемой области (поддержка давления на водоносном горизонте),  $f_i = \sum_{j=1}^{N_{prod}} f_{ij} < 1$  – в случае оттока (утечка жидкости). В работе [13] пред-

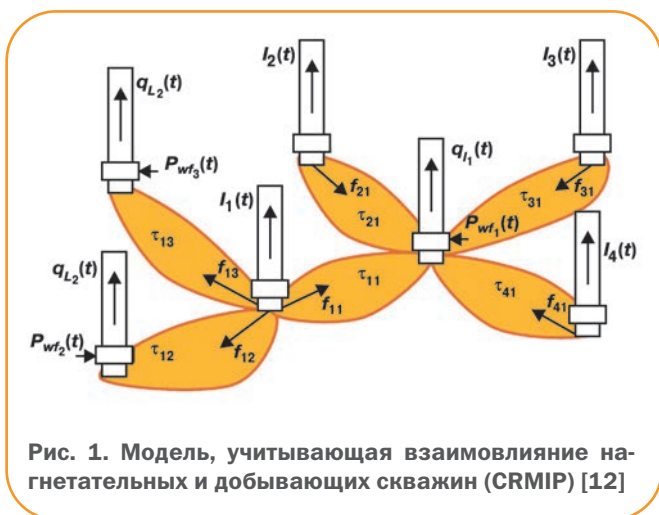


Рис. 1. Модель, учитывающая взаимовлияние нагнетательных и добывающих скважин (CRMIP) [12]

полагается, что параметр взаимосвязи является постоянным во времени, хотя в общем случае он может изменяться вследствие проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи и др. При этом для определения поведения параметров CRM могут быть использованы фильтры Калмана [14]. Однако уже после прорыва воды параметры CRM остаются постоянными [15].

Параметр  $\tau$  является мерой времени, необходимого для того, чтобы волна давления, вызванная изменением приемистости, дошла по поровому пространству до добывающей скважины. Большая величина  $\tau$  характерна для систем с медленным откликом, что может быть связано с высокой сжимаемостью, большим поровым объемом или низкой проницаемостью; малое значение  $\tau$  показывает, что система быстрее изменяется при воздействии на нее, что может быть вызвано низкой сжимаемостью, малым поровым объемом или большой проницаемостью.

В качестве входных данных для определения параметров  $f$ ,  $\tau$ ,  $J$ , позволяющих установить степень взаимовлияния скважин, а также прогнозировать дебиты при изменении приемистости нагнетательных скважин и давления на забое добывающих скважин, используются массивы информации по приемистости  $w$ , дебиту  $q$ , забойному давлению  $p$  добывающих скважин.

Для определения искомых параметров решается следующая задача оптимизации:

$$\min_{\mathbf{x}} z(\mathbf{x}) = \sum_{k=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_{prod}} \left( q_j^k - \tilde{q}_j^k \right)^2, \quad (5)$$

где  $\mathbf{x}$  – вектор параметров  $f$ ,  $\tau$ ,  $J$ ;  $N_t$  – число временных шагов;  $q_j^k$  – промысловые данные по дебиту  $j$ -й добывающей скважины в  $k$ -й момент времени;  $\tilde{q}_j^k$  – дебит  $j$ -й добывающей скважины в  $k$ -й момент времени, рассчитанный по формуле (2).

Задача оптимизации (5) может решаться только в случае дебитов, близких по значениям. При их значительном изменении во времени или значительном различии для разных скважин для лучшей адаптации к истории добычи следует использовать задачу оптимизации с нормализованными дебитами

$$\min_{\mathbf{x}} z(\mathbf{x}) = \sum_{k=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_{prod}} \left( \frac{q_j^k - \tilde{q}_j^k}{q_j^k} \right)^2. \quad (6)$$

Задача оптимизации (5) или (6) – это задача с ограничениями вида

$$\begin{cases} \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}, \\ \mathbf{A}_{eq} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq}, \\ \mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub}, \end{cases} \quad (7)$$

где  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{A}_{eq}$  – матрицы,  $\mathbf{b}$ ,  $\mathbf{b}_{eq}$  – векторы для линейных ограничений искомого вектора  $\mathbf{x}$ ;  $\mathbf{lb}$ ,  $\mathbf{ub}$  – векторы, определяющие соответственно нижнюю и верхнюю границы искомого вектора  $\mathbf{x}$ .

Алгоритм определения матриц и векторов  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{A}_{eq}$ ,  $\mathbf{b}$ ,  $\mathbf{b}_{eq}$  описан в работе [12]. Параметр  $f$  ограничен снизу 0 и сверху 1. Параметр  $\tau$  не равен нулю и может быть ограничен сверху:  $\tau_{min} \leq \tau \leq \tau_{max}$  ( $\tau_{min}$ ,  $\tau_{max}$  выбираются пользователем исходя из фильтрационных свойств месторождения). Так,  $\tau_{min}$  может быть выбран близким нулю, например,  $10^{-6}$  сут, а  $\tau_{max}$  – как ограничение сверху на максимально возможное время задержки отклика добывающей скважины на возмущение (изменение расходных характеристик нагнетательных скважин) и может быть выставлен равным, например, 100 сут. Параметр  $J$  также ограничен снизу нулем, а ограничение сверху  $J_{max}$  выставляет пользователь [12].

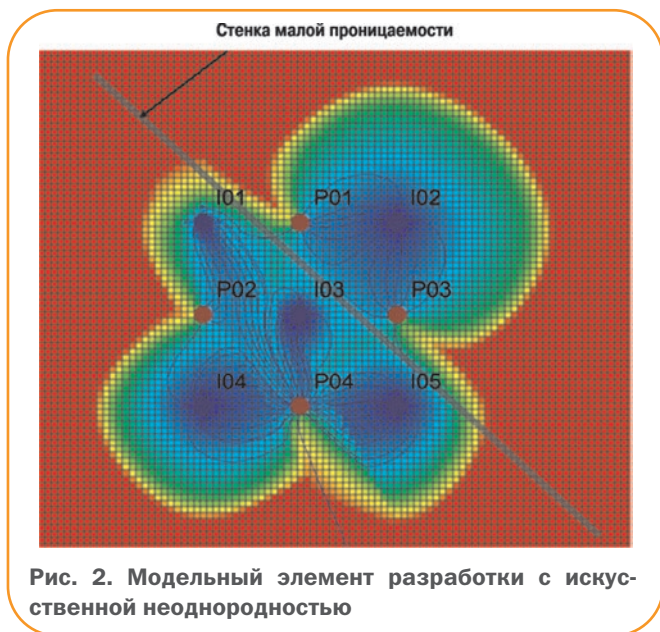
## Результаты тестирования CRM на синтетических данных

Тестирование CRM проводилось на синтетических данных, полученных с помощью корпоративного гидродинамического симулятора «РН-КИМ». Гидродинамическая модель включала пласт с искусственной неоднородностью, пять нагнетательных и четыре добывающие скважины (рис. 2). Нагнетательные скважины работали с контролем по приемистости, причем режимы работы менялись ступенчато каждые 30 сут, добывающие – с постоянным забойным давлением.

Предлагаемую методику можно применять при проведении замеров как раз в месяц или сутки, так и раз в час или секунду. Однако на практике отклик добывающих скважин на возмущение в нагнетательных происходит через несколько часов или суток. Поэтому следует использовать данные такой частоты, чтобы время между данными было меньше или равно наименьшему времени отклика при изменении режимов.

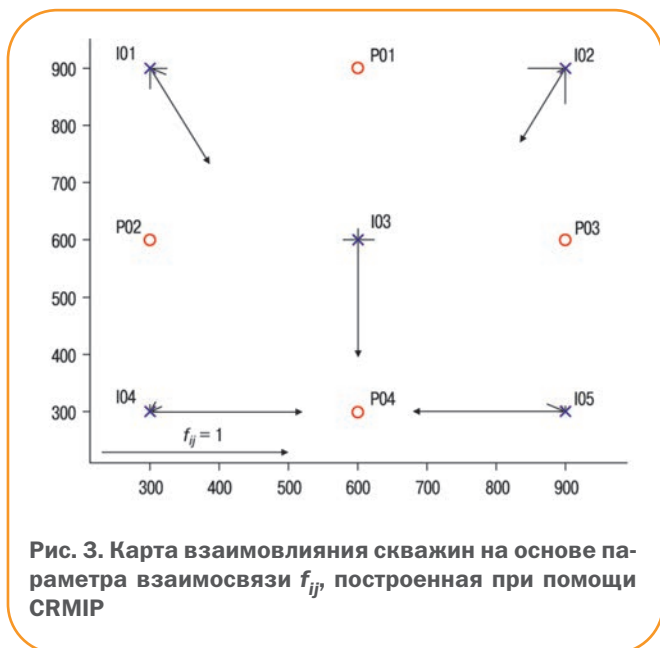
При определении параметров не учитываются данные по дебиту жидкости за начальный период, в течение которого изменяется состояние пласта, а аналитическое решение (2) получено в предположе-





нии линейного изменения давления в промежутки времени между замерами. Это позволяет значительно увеличить точность определения параметров моделей и, следовательно, качество прогноза. Результаты расчетов дебита во времени в сравнении со сгенерированными дебитами показывают, что дебиты, рассчитанные при помощи методики CRMIP, качественно повторяют дебиты, полученные при помощи гидродинамического моделирования.

На рис. 3 представлена карта гидродинамического взаимодействия скважин, построенная на основе параметра взаимосвязи  $f_{ij}$ , по результатам работы алгоритма CRMIP на синтетических данных из рис. 2. Стрелками показано влияние нагнетательных скважин (I01, ...) на добывающие (P01, ...): величина стрелок указывает относительную степень влияния. Из рис. 3 видно, что до-



бывающая скважина P04 подвержена интенсивному влиянию ближайших нагнетательных скважин I03, I04, I05. Такое распределение потоков обусловлено, в частности, наличием низкопроницаемой стенки, разделяющей скважины P01, I02, P03.

## Результаты тестирования CRM на промысловых данных

Работоспособность методики была проверена на промысловых данных. Рассматривался участок месторождения (рис. 4) с двумя нагнетательными (A90, A76) и двумя добывающими (A77, A20) скважинами (здесь и далее приведены условные номера скважин). Такой выбор скважин обусловлен тем, что взаимовлияние нагнетательной скв. A90 и добывающих скв. A77 и A20 было обнаружено ранее путем оценки реакции на изменение режимов работы нагнетательных скважин: после ограничения закачки в скв. A90 в сентябре 2015 г. снизился дебит жидкости скв. A77 и A20. Таким образом, данный участок пласта характеризуется неоднородностью, приводящей к увеличенному притоку к добывающим скв. A70 и A20 от нагнетательной скв. A90. Нагнетательная скв. A76 выбрана для сравнения степени взаимовлияния скважин, так как она располагается близко к рассматриваемым добывающим скважинам.

Для определения параметров использовались данные за последний год (48 замеров), более ранние данные не учитывались из-за неравномерного распределения во времени и больших интервалов между замерами. Удаление ранних данных позволило значи-

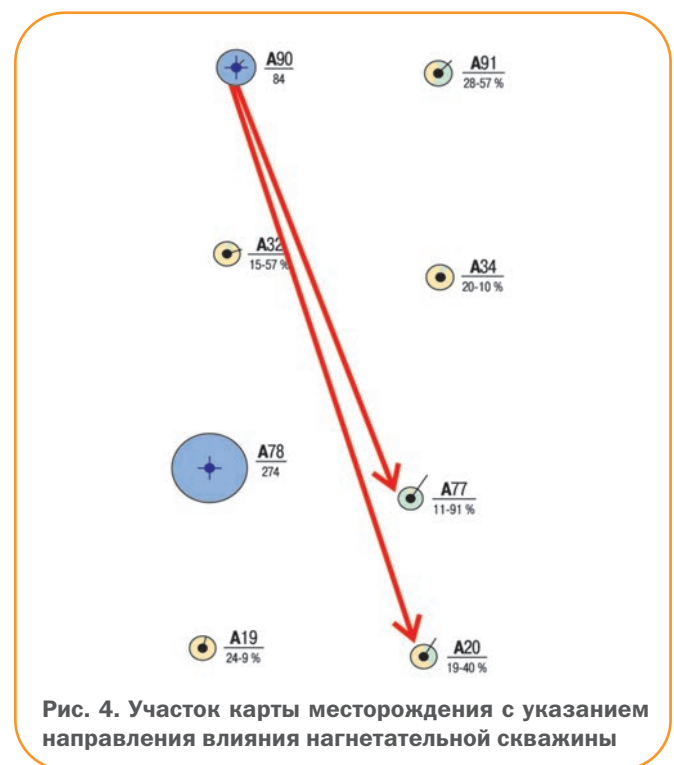




Рис. 5. Результаты тестирования CRM на промысловых данных

тельно увеличить точность определения параметров CRM и, следовательно, ее предсказательную способность. На рис. 5 показаны результаты сравнения расчетных и фактических дебитов. Из него видно, что дебиты, рассчитанные с помощью CRMIP, качественно повторяют промысловые данные.

Согласно расчетам влияние скв. A90 на скв. A20 и A77 является значительным (коэффициент взаимосвязи  $f_{ij}$  равен соответственно 0,245 и 0,0625), в то время как влияние скв. A76 на те же скважины незначительно ( $f_{ij}$  равен соответственно 0 и 0,0006), хотя она расположена значительно ближе к указанным добывающим скважинам. Данный результат полностью согласуется с ранее полученными оценками.

## Выводы

1. Модель CRM с аналитическим решением (2) построена в предположении об установившемся течении в пласте: дебиты, приемистости и давления во временные интервалы между замерами должны изменяться линейно. Аналитическое решение (2) предполагает, что изменение приемистости имеет ступенчатый характер, т.е. между двумя замерами ее величина остается постоянной и равной значению предыдущего замера. Поэтому возникают следующие ограничения на входные данные: 1) промежутки между замерами должны быть равномерными; 2) чем чаще проводятся замеры, тем точнее определение параметров модели и лучше ее предсказательная способность. Поэтому достоверность определения параметров можно повысить за счет увеличения числа замеров с учетом динамики входных данных.

2. На выходе CRM определяются взаимосвязь скважин, время задержки отклика, продуктивность скважин. Эти параметры можно использовать для прогнозирования дебитов на основе приемистости нагнетательных и забойного давления добывающих скважин и последующей оценки изменения взаимовлияния на основе сравнения расчетных и фактических дебитов.

3. Программная реализация предлагаемого алгоритма позволит автоматизировать поиск и учет взаимовлияния скважин, определение изменения взаимовлияния за счет изменения структуры пласта (трещины автоГРП и др.). Высокая скорость расчета необходима для быстрого реагирования на изменения добычи на промысле.

4. Полученная информация об источниках высоко-го обводнения/давления добывающих скважин, т.е. обнаружение нагнетательных скважин с трещинами автоГРП, которые развивались в процессе закачки и достигли отдельных добывающих скважин, может быть использована при настройке геомеханических и гидродинамических моделей, поиска зон для перспективного ЗБС/ЗБГС, предупреждения возможных проблем при бурении этих скважин [16, 17].

## Список литературы

1. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки / В.В. Мальцев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 70–73.
2. *Optimizing recovery for waterflooding under dynamic induced fracturing conditions* / P.J. Van den Hoek, R.A. Al-Masfry, D. Zwarts, J.-D. Jansen, B. Hustedt, L. Van Schijndel // SPE-110379-PA. – 2009.
3. *Гидродинамические методы контроля за развитием трещин автоГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах* / А.Я. Давлетбаев [и др.] // SPE 176562. – 2015.
4. *Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах* / А.Я. Давлетбаев [и др.] // SPE 171232. – 2014.
5. *Albertoni A., Lake L.W. Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods* // SPE 83381. – 2003.
6. *Application of transfer functions to model water injection in hydrocarbon reservoir* / M. Sayyafzadeh, P. Pourafshary, M. Haghghi, F. Rashidi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – V. 78 (1). – P. 139 – 148.
7. *A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations* / A.A. Yousef [et al.] // SPE 95322. – 2005.
8. *Analysis and interpretation of interwell connectivity from production and injection rate fluctuations using a capacitance model* / A.A. Yousef [et al.] // SPE 99998, 2006.
9. *Combining decline-curve analysis and capacitance-resistance models to understand and predict the behavior of a mature naturally fractured carbonate reservoir under gas injection* / M. Salazar et al. // SPE 153252. – 2012.
10. *Field applications of capacitance-resistive models in waterfloods* / M. Sayarpour et al. // SPE 114983. – 2008.

11. *The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization* / M. Sayarpour, E. Zuluaga, C.S. Kabir, L.W. Lake // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2009. – V. 69. – P. 227–238.

12. *Improved waterflood analysis using the capacitance-resistance model within a control systems framework* / R.W. Holanda [et al.] // SPE 177106. – 2015.

13. *Gentil P.H.* The use of multilinear regression models in patterned waterfloods: physical meaning of the regression coefficients, Master's thesis, 2005, University of Texas, Austin, Texas, USA.

14. *Jafrودي N., Zhang D.* New method for reservoir characterization and optimization using CRM-EnOpt approach // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2011. – № 77. – P. 155–171.

15. *Soroush M., Kaviani D., Jensen J.L.* Interwell connectivity evaluation in cases of changing skin and frequent production interruptions // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – V. 122. – P. 616–630.

16. Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов / А.Р. Давлетова [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 1. – С. 40–43.

17. Симулятор напряженного состояния пласта для определения направления развития трещин / А.И. Федоров [и др.] // Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15. – №1. – С. 15–26.

## References

1. Mal'tsev V.V. et al., *Testing of auto hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of Priobskoye oil field* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 5, pp. 70–73.

2. Van den Hoek P.J., Al-Masfry R.A., Zwarts D., Jansen J.-D., Hustedt B., van Schijndel L., *Optimizing recovery for waterflooding under dynamic induced fracturing conditions*, SPE 110379-PA, 2009.

3. Davletbaev A.Ya. et al., *Methods of research for the development of spontaneous growth of induced fractures during flooding in low permeability reservoirs* (In Russ.), SPE 176562, 2015.

4. Davletbaev A.Ya. et al., *Field studies of spontaneous growth of induced fractures in injection wells* (In Russ.), SPE 171232, 2014.

5. Albertoni A., Lake L.W., *Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods*, SPE 83381, 2003.

6. Sayyafzadeh M., Pourafshary P., Haghghi M., Rashidi F., *Application of transfer functions to model water injection in hydrocarbon reservoir*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, V. 78 (1), pp. 139 – 148.

7. Yousef A.A. et al., *A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations*, SPE 95322, 2005.

8. Yousef A.A. et al., *Analysis and interpretation of interwell connectivity from production and injection rate fluctuations using a capacitance model*, SPE 99998, 2006.

9. Salazar M. et al., *Combining decline-curve analysis and capacitance-resistance models to understand and predict the behavior of a mature naturally fractured carbonate reservoir under gas injection*, SPE 153252, 2012.

10. Sayarpour M. et al., *Field applications of capacitance-resistive models in waterfloods*, SPE 114983, 2008.

11. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W., *The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, V. 69, pp. 227–238.

12. Holanda R.W. et al., *Improved waterflood analysis using the capacitance-resistance model within a control systems framework*, SPE 177106, 2015.

13. *Gentil P.H.*, *The use of multilinear regression models in patterned waterfloods: physical meaning of the regression coefficients*, Master's thesis, 2005, University of Texas, Austin, Texas, USA.

14. *Jafrودي N., Zhang D.*, *New method for reservoir characterization and optimization using CRM-EnOpt approach*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, no. 77, 155–171.

15. *Soroush M., Kaviani D., Jensen J.L.*, *Interwell connectivity evaluation in cases of changing skin and frequent production interruptions*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, V. 122, pp. 616–630.

16. *Davletova A.R.* et al., *Geomechanical simulation of hydraulic fractures growth direction and trajectory in the low permeability reservoirs development* (In Russ.), *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik "NK "Rosneft"*, 2014, no. 1, pp. 40–43.

17. *Fedorov A.I.* et al., *Reservoir stress state simulator for determining of fracture growth direction* (In Russ.), *Geofizicheskie issledovaniya*, 2014, V. 15, no. 1, pp. 15–26.

# Исследование закономерностей деградации подачи установок электроцентробежных насосов при эксплуатации скважин Самотлорского месторождения

С.Б. Якимов (ПАО «НК «Роснефть»),  
М.Н. Каверин, В.П. Тарасов, С.В. Куряев, И.М. Голубь (ООО «РН-ЦЭПиТР»),  
М.А. Колпаков (АО «Самотлорнефтегаз»)

**Ключевые слова:** эксплуатация скважин с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), наработка УЭЦН на отказ, ресурс оборудования УЭЦН, причины отказов УЭЦН

**Key words:** operation of wells using ESPs, ESPs MTBF, ESP equipment life, ESPs failure causes

Адрес для связи: s\_yakimov@rosneft.ru

## Введение

Одной из проблем, решаемых с помощью теории надежности технических систем, является определение момента перехода из нормального периода их эксплуатации в заключительный. В общем понятии надежность – это свойство системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции при заданных режимах и условиях применения [1]. Применительно к такой технической системе, как установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), надежность – это способность выполнять работу по подъему требуемого количества жидкости с определенными физико-химическими свойствами из скважины на земную поверхность в пределах заданных отклонений снижения подачи во времени под влиянием факторов окружающей среды. В соответствии с теорией надежности можно выделить нормальный период эксплуатации УЭЦН, характеризующийся стабильной подачей в пределах допускаемых отклонений, и период заключительной эксплуатации, характеризующийся прогрессирующим снижением подачи и наступлением параметрического или функ-

ционального отказа. Под параметрическим отказом чаще всего понимается снижение подачи ниже установленного по технологическим или экономическим соображениям уровня по причине деградации напорно-расходной характеристики (НРХ) насоса. С точки зрения теории надежности приемлемый уровень деградации НРХ – это предельное состояние, при котором дальнейшая эксплуатация технической системы недопустима или нецелесообразна [1].

Вследствие недостаточной изученности протекания во времени процессов износа и засорения рабочих ступеней (РС) механическими примесями и твердыми отложениями в настоящее время отсутствует четкое представление об изменении во времени величины деградации НРХ как в период нормальной, так и в период заключительной эксплуатации УЭЦН. Вместе с тем знание этих закономерностей крайне необходимо для решения многих практических задач по повышению эффективности эксплуатации скважин с УЭЦН. Например, данные по деградации НРХ в нормальный период эксплуатации и длительности заключительного периода эксплуатации оборудования необходимы для прогнозирования изменения

удельного энергопотребления, знание скорости деградации НРХ и продолжительности заключительного периода – для планирования мероприятий по замене оборудования до момента наступления функционального отказа системы, что позволит снизить не только потери в добыче нефти, но и операционные затраты на ремонт оборудования, капитальные вложения в закупку нового оборудования и ликвидацию последствий возможных аварий.

## Предмет и цель исследований

Некоторые исследователи считают, что деградацию НРХ во времени можно описать линейной зависимостью или зависимостью, приближенной к линейной [2–4]. По мнению авторов настоящей статьи, деградация НРХ во времени сильно зависит от соответствия применяемого оборудования условиям эксплуатации. В связи с этим в качестве предмета исследования необходимо рассматривать конкретное оборудование, имеющее определенные свойства и работающее в среде с определенными свойствами.

Целью данной работы было изучение на основании анализа имеющихся промысловых данных процесса деградации подачи УЭЦН скважин Самотлорского месторождения в нормальный и заключительный периоды эксплуатации. Данное месторождение выбрано вследствие наличия на нем объектов разработки с разными условиями эксплуатации: пластов групп АВ и БВ<sub>8</sub>. При отборе скважин для анализа руководствовались следующими критериями:

- в скважину спущена новая УЭЦН с РС двухопорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными на валу насоса через 0,5 м (группа Н2 по единым техническим требованиям (ЕТТ) 6.00 ПАО «НК «Роснефть»);
- причина подъема УЭЦН – снижение подачи; причина отказа по актам комиссионного расследования – износ, засорение РС механическими примесями или образование на них твердых отложений;
- отсутствие геологических факторов, влияющих на измене-

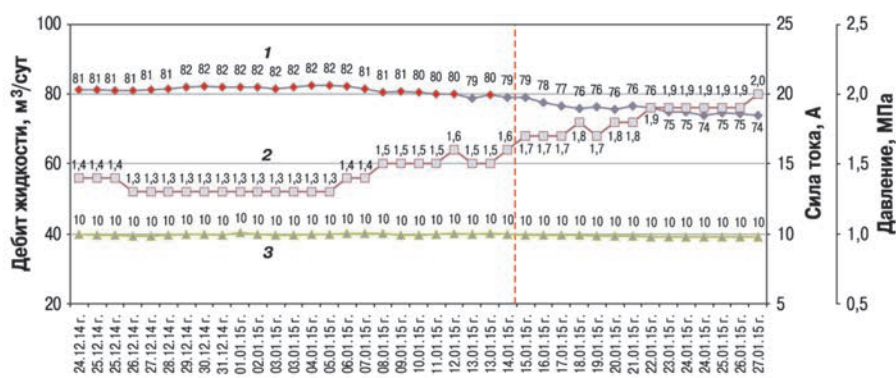
ние коэффициента продуктивности, т.е. в скважинах до ремонта не проводились операции по интенсификации притока, пластовое давление в процессе эксплуатации изменялось незначительно;

- состояние насосно-компрессорных труб (НКТ) после подъема УЭЦН было нормальным;
- снижение подачи насоса перед отказом сопровождалось ростом давления на приеме по данным термоманометрической системы (ТМС);
- ежесуточные параметры работы УЭЦН доступны в базе данных системы «Регион-2000».

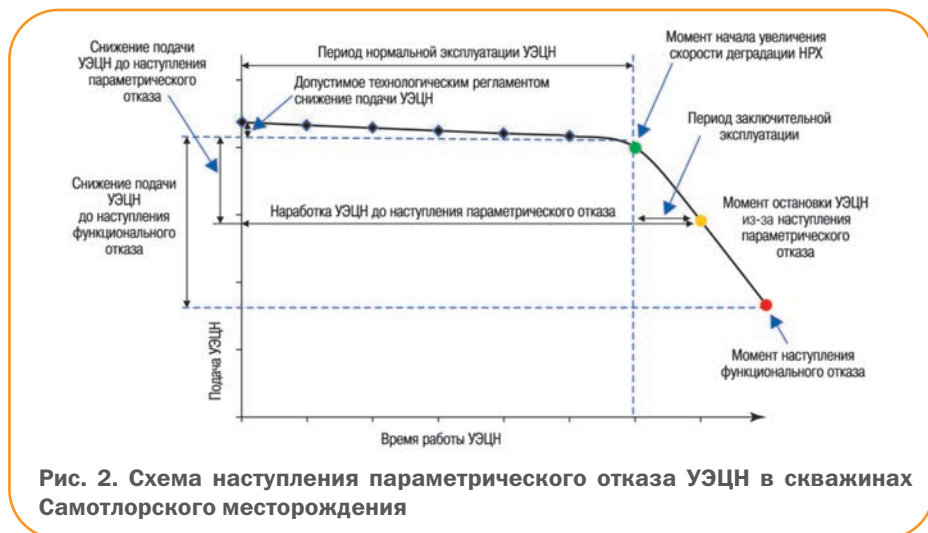
## Результаты исследований

Была проанализирована динамика параметров работы 56 УЭЦН, отказавшим в 2014 г. и 22 – в 2015 г. Моменты начала увеличения скорости деградации подачи УЭЦН и изменения давления на приеме по показаниям ТМС и силы тока погружного электродвигателя (ПЭД) определялись по данным ежесуточных замеров. Информация получена из программы «Регион-2000».

На примере скв. А рассмотрим периоды нормальной и заключительной эксплуатации УЭЦН (рис. 1). В данную скважину, эксплуатирующую пласт БВ<sub>8</sub>, была спущена новая установка УЭЦН5А-100-1590 группы исполнения Н2 по ЕТТ 6.00 ПАО «НК «Роснефть». Стабильный режим с подачей насоса 80–81 м<sup>3</sup>/сут, давлением на приеме 1,3–1,5 МПа и силой тока ПЭД 10 А длился 810 сут. За это время снижение подачи УЭЦН находилось в пределах погрешности установки замера дебита. После этого всего за 19 сут подача УЭЦН снизилась с 80 до 74 м<sup>3</sup>/сут (на 9,3 %), а рабочий ток не изменился. Причиной



**Рис. 1. История событий по скважине А Самотлорского месторождения:**  
1 – объемный дебит жидкости; 2 – давление на приеме насоса; 3 – сила тока двигателя



**Рис. 2. Схема наступления параметрического отказа УЭЦН в скважинах Самотлорского месторождения**

сивности 76 [6], подача УЭЦН по причине радиального/осевого износа снижается на 20 % в среднем за 6 сут, а по причине засорения механическими примесями – на 54 % за 15 сут. Для скважин, эксплуатирующих пласты группы БВ<sub>8</sub>, со средней концентрацией абразивных частиц в добываемой жидкости, равной 64 мг/л, и их индексе агрессивности 58 [6], скорость деградации подачи УЭЦН ниже: за 17 сут подача УЭЦН из-за износа снижается всего на 9 %, по причине засорения механическими

примесями – на 31 %. Таким образом, количество и качество выносимых абразивных частиц влияют не только на наработку на отказ УЭЦН, как показано в работе [7], но и на продолжительность заключительного периода эксплуатации.

Данный факт имеет практическое применение. Например, если зафиксировано начало процесса резкой деградации подачи УЭЦН в скважинах, добывающих жидкость с большим содержанием абразивных частиц, имеющих высокий индекс агрессивности, то с учетом очень короткого заключительного периода эксплуатации нужно сразу планировать мероприятия по замене оборудования. В скважинах с низким уровнем выноса абразивных частиц замену оборудования можно перенести на более поздний срок, так как риск функционального отказа вследствие меньшей скорости деградации НРХ снижается.

Проведенный анализ показал, что снижение подачи УЭЦН по причине засорения РС механическими примесями и твердыми отложениями заметно больше, чем при износе. Отчасти это объясняется наличием залповых выбросов песка при эксплуатации скважин пластов группы АВ с относительно слабосцементированным коллектором [8]. В скважинах пласта БВ<sub>8</sub>, имеющего более сцементированный коллектор, отказы по причине засорения происходят только в насосах с подачей до 160 м<sup>3</sup>/сут. Также было установлено, что продолжительность заключительного периода слабо зависит от продолжительности периода нормальной эксплуатации. Например, для УЭЦН скважин, эксплуатирующих пласты группы АВ Самотлорского месторождения, период заключительной эксплуа-

параметрического отказа явился радиальный и осевой износ РС ЭЦН. В работе [5] представлены результаты стендовых испытаний по изучению динамики процессов вибрации и изменения НРХ УЭЦН по мере увеличения износа сопрягающих элементов, которые показали крайне незначительное изменение подачи насоса по мере увеличения осевого и радиального износов РС до определенного предела, после чего происходило уже заметное изменение подачи. Проведенный авторами настоящей статьи анализ истории фактической эксплуатации УЭЦН со схожими свойствами полностью подтверждает выводы, сделанные в работе [5]. Из рис. 2 видно, что после относительно длительного периода нормальной эксплуатации наступает момент увеличения скорости деградации подачи, и оборудование входит в заключительную стадию эксплуатации. В определенный момент технологическая служба цеха добычи нефти принимает решение о прекращении эксплуатации оборудования вследствие значительных отклонений фактической подачи насоса от режимной, т.е. происходит параметрический отказ. Если эксплуатация оборудования будет продолжена, то произойдет функциональный отказ в виде разрушения и полного отказа элементов системы УЭЦН или авария в виде падения оборудования на забой скважины.

В результате анализа продолжительности заключительного периода установлено, что в скважинах, эксплуатирующих пласты группы АВ со средней концентрацией абразивных частиц в добываемой жидкости 112 мг/л и их индексе агрес-

тации составил в среднем 6 сут при наработке оборудования как менее, так и более года.

## Необходимость совершенствования системы защиты УЭЦН

Особыми темами, требующими тщательной проработки, являются создание математических алгоритмов определения момента начала роста скорости деградации НРХ и организация автоматического перепрограммирования уставок срабатываний защит УЭЦН в заключительный период эксплуатации. Установлено, что сила тока ПЭД при снижении подачи в заключительный период эксплуатации в отличие от нормального периода изменяется не всегда. По анализируемым УЭЦН в 33 % случаев рабочий ток снизился, в 62 % – не изменился и в 5 % – стал нестабильным. Следовательно, существуют большие риски функционального отказа оборудования с серьезными разрушениями элементов системы УЭЦН (что иногда и происходит) и риски аварий с падением оборудования на забой из-за отсутствия надежной системы защиты. В связи с тем, что сила тока не всегда реагирует на изменение режима работы УЭЦН в период заключительной эксплуатации защиту можно организовать выставлением минимально допустимой подачи, максимально допустимых давления на приеме насоса и уровня вибрации. Однако определение момента начала деградации НРХ по величине изменения давления на приеме при эксплуатации скважин с большим коэффициентом продуктивности, что характерно для Самотлорского месторождения, также затруднено.

Как было показано выше, заключительный период работы УЭЦН в скважинах, осложненных повышенным выносом абразивных частиц, может быть очень коротким. При этом риски наступления функционального отказа оборудования при отсутствии постоянного автоматического мониторинга подачи насоса, например, при отсутствии связи с системой «Регион 2000» или неисправности установки по замеру дебита значительно возрастают. Качественно новый уровень контроля подачи УЭЦН можно обеспечить с использованием разработанного в РГУ имени И.М. Губкина метода «виртуального расходомера» [9, 10]. С его помощью можно быстро, в автоматическом режиме определить момент начала увеличения скорости деградации НРХ. Далее можно также в автоматическом режиме не только подать аварийный сиг-

нал на диспетчерский пункт цеха добычи, но и перенастроить уставки срабатывания защиты для недопущения функционального отказа и возникновения аварийной ситуации.

## Выводы

1. Продолжительность заключительного периода эксплуатации УЭЦН с РС плавающего типа двухпорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными через 0,5 м, в скважинах Самотлорского месторождения небольшая. Сразу после начала момента увеличения скорости деградации НРХ в большинстве случаев следует начать планировать смену оборудования.

2. На длительность заключительного периода эксплуатации УЭЦН влияет количество и качество выносимых абразивных частиц.

3. Вследствие незначительного изменения подачи насоса в период нормальной эксплуатации и очень короткого периода заключительной эксплуатации УЭЦН при подготовке программ повышения энергоэффективности отсутствует необходимость учета снижения удельного энергопотребления по причине деградации НРХ насоса.

4. В связи с тем, что сила тока ПЭД не всегда реагирует на изменение подачи насоса в заключительный период эксплуатации УЭЦН, для снижения риска наступления функциональных отказов и аварий необходимо применять принципиально новые методы защиты оборудования.

## Список литературы

1. Рыжкин А.А., Слюсарь Б.Н., Шучев К.Г. Основы теории надежности. Учебное пособие. – Ростов-на-Дону: Издательский центр ДГТУ, 2002. – 182 с.
2. Соловьев И.Г., Субарев Д.Н., Говорков Д.А. Анализ влияния выноса механических примесей на режим эксплуатации скважин с электронасосом // Вестник кибернетики. – 2014. – № 1. – С. 3–9.
3. Субарев Д.Н. Оптимизация подбора оборудования скважин с учетом прогноза надежности: Автореферат на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Тюмень, 2013.
4. Черников В.С. К вопросу о надежности установок электроцентробежного насоса // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 3. – С. 68–72.

5. Смирнов Н.И., Григорян Е.Е. Износ и вибрация, модельные испытания и переход на рекомендации по разработке нового ГОСТа по надежности // Тезисы 13-й международной практической конференции и выставки «Механизованная добыча 2016». – Москва, 25-27 мая 2016 г. – М.: Нефтегазовая вертикаль, 2016.
6. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 33–38.
7. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку ЭЦН с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2016. – № 3. – С. 84–98.
8. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учетом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 81–89.
9. Разработка алгоритма расчета дебита нефтяных скважин при их эксплуатации УЭЦН / С.Д. Шевченко, С.Б. Якимов, В.Н. Ивановский [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – №6. – С. 90–91.
10. Свидетельство № 2016618641 на программу для ЭВМ «Автотехнолог-виртуальный расходомер» / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.В. Деговцов [и др.].

## References

1. Ryzhkin A.A., Slyusar' B.N., Shuchev K.G., *Osnovy teorii nadezhnosti* (Fundamentals of the theory of reliability), Rostov-on-Don: Publ. of Don State Technical University, 2002, 182 p.
2. Solov'ev I.G., Subarev D.N., Govorkov D.A. *Evolution of operation mode of a well with electric pump at carrying over of mechanical impurities* (In Russ.), Vestnik kibernetiki, 2014, no. 1, pp. 3-9.
3. Subarev D.N., *Optimizatsiya podbora oborudovaniya skvazhin s uchetom prognoza nadezhnosti* (Optimization of selection of well equipment, taking into account the reliability forecast): thesis of candidate of technical science, Tyumen', 2013.
4. Chernikov V.S., *On the question of the reliability of electrical centrifugal pump units* (In Russ.), Territorija NEFTEGAZ, 2012, no. 3, pp. 68–72.
5. Smirnov N.I., Grigoryan E.E., *Izнос i vibratsiya, model'nye ispytaniya i perekhod na rekomendatsii po razrabotke novogo GOSTa po nadezhnosti* (Depreciation and vibration, model testing and transition to the development the recommendations for the new GOST for reliability), Proceedings of 13th International conference and exhibition "Mekhanizirovannaya dobycha 2016" (Artificial Lift 2016), Moscow, 25–27 May 2016, Moscow: Neftgazovaya vertikal' Publ., 2016.
6. Yakimov S.B., *Aggressivity index of produced particles at fields of TNK-BP in Western Siberia* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2008, no. 9, pp. 33–38.
7. Yakimov S.B., Shportko A.A. *On the abrasive particle concentration influence on the running hours of electric centrifugal pumps with operating stages made of Ni-resist, type 1, at fields of NK Rosneft JSC* (In Russ.), Territorija NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory, 2016, no. 3, pp. 84–98.
8. Yakimov S.B., *Some aspects of choosing technology providing protection of underground equipment from sand with account of dynamics of the sand removal while putting wells into operation at Samotlor oil field* (In Russ.), Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa, 2013, no. 6, pp. 81–89.
9. Shevchenko S.D., Yakimov S.B., Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Donskoy Yu.A., Bychkov O.A., Prozorov A.A., *Development of the algorithm providing calculation of oil wells flow-rates operated by means of usage of electrical submersible pumps* (In Russ.), Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa, 2013, no. 6, pp. 90–91.
10. Certificate no. 2016618641 to a computer program "Avtotekhnolog-virtual'nyy raskhodomer" (Avtotekhnolog – virtual flow meter), Authors: Ivanovskiy V.N., A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov et al.



# Автоматизация процесса разработки и согласования смет и калькуляций в нефтесервисных предприятиях

Ю.С. Онегова, О.А. Деев  
(ООО «ОЙЛ-ТЕЛЕКОМ»)

**Ключевые слова:** информационная система, смета, калькуляция, автоматизация процесса, расчеты  
**Key words:** information system, estimate proposal, costing, automatization process, calculation

**Адрес для связи:** ysonegova@udmurtneft.ru

## Введение

Разработка смет и калькуляций стоимости услуг – процесс, требующий серьезного подхода, начиная с выбора формы сметы и заканчивая расчетами на основе нормативных баз, кадровых и бухгалтерских учетных систем. Правильность расчетов напрямую зависит от правильного применения исходных параметров [1].

## Процесс согласования смет

Процесс согласования смет в ООО «ОЙЛ-ТЕЛЕКОМ» является типовым для нефтесервисных предприятий и выглядит следующим образом: заказчик направляет запрос на создание сметы на интересующую услугу инициатору. Инициатор сметы подготавливает исходные данные, в которые входят план работ, перечень исполнителей, трудоемкость по каждому этапу работ с учетом необходимости командировки сотрудников. Затем инициатор направляет исходные данные в финансово-экономический отдел (ФЭО), сопровождая их служебной запиской. В ФЭО выполняется основной расчет сметы: учитываются период работ, число этапов, ставки сотрудников, сверхурочные часы, общепроизводственные, транспортные, накладные расходы, рентабельность. Далее расчет направляется в отдел работы с персоналом (ОРП) для согласования сметы в части фонда оплаты

труда (ФОТ). Если ставки выбраны верно, соблюдены ограничения и учтены отпуска всех сотрудников, то смета согласовывается. Если в процессе согласования были выявлены ошибки, то смета возвращается в ФЭО на доработку. Доработанная и согласованная ОРП смета направляется на согласование инициатору, который в свою очередь корректирует трудоемкость, перечень исполнителей и отправляет смету на перерасчет. Если инициатора сметы все устраивает, то он направляет смету на согласование руководству. Руководство может внести корректировки и также отправить смету на доработку. После согласования с руководством инициатор сметы направляет готовый сметный расчет в требуемом формате заказчику.

Ниже приведена типичная для нефтесервисного предприятия схема согласования смет (рис. 1).

В среднем для расчета и согласования одной сметы или калькуляции на услуги требуется 4 дня. За год рассчитывается более 1300 смет и калькуляций. При расчете и согласовании смет и калькуляций на услуги возникают следующие проблемы:

- высокий риск получения недостоверных расчетов из-за большого влияния человеческого фактора;
- значительные временные затраты на расчет и согласование смет / калькуляций, обусловленные большим числом участников процесса согласова-



Внедрение программного продукта «Ойл-Смета» упростит процесс расчета и согласования смет за счет использования алгоритмов расчета, соответствующих утвержденным на предприятии локальным нормативным документам (ЛНД) по методологии ценообразования в сфере услуг. На каждом предприятии методология расчета и цепочка согласователей могут различаться, и в архитектуру системы заложен функционал гибкой настройки расчета в виде справочников и различных параметров. ПО «Ойл-Смета» при внедрении будет адаптировано под процессы каждого предприятия.

Для типового нефтесервисного предприятия расчет сметы выглядит следующим образом. Заказчик направляет запрос на создание сметы инициатору. Инициатор сметы подготавливает план работ, выбирает исполнителей и указывает трудоемкость по каждому этапу работ. Данные по каждому сотруднику в части фонда оплаты труда будут формироваться автоматически. Сотрудники ФЭО проверяют параметры сметы в зависимости от выбранного периода работ и наличия сверхурочных часов. Программа автоматически сформирует расчет на основании выбранных параметров. Затем всем участникам процесса согласования приходит оповещение по электронной почте о том, что смета рассчитана. Согласующие лица получают возможность утвердить смету в режиме онлайн.

За счет внедрения ПО «Ойл-Смета» сократится число согласующих лиц, трудоемкость процесса, время расчета и согласования сметы уменьшится с 4 до 1 дня. Процесс согласования смет и калькуляций с использованием ПО «Ойл-Смета» показан на рис. 3. На рис. 4 представлена логическая архитектура системы.

В настоящее время закончено проектирование системы и разрабатывается полный комплект проектных документов. Созданы прототипы системы, позволяющие оценить удобство использования ПО при расчете и согласовании смет и калькуляций (рис. 5, 6).

Главное меню ПО «Ойл-Смета» (см. рис. 5) включает следующие разделы.

- Создание сметы – создание сметы / калькуляции на услугу.



- Согласование сметы – раздел, в котором содержится перечень смет, находящихся в процессе согласования.
- Справочник параметров – справочник параметров (рентабельность, накладные, стоимость транспорта и др.).
- Архив смет – подписанные сметы с прикрепленными скан-образами документов.
- Поиск смет – раздел поиска ранее созданных смет и калькуляций.



Рис. 5. Интерфейс прототипа системы «Ойл-Смета». Главное меню



Рис. 6. Интерфейс прототипа системы «Ойл-Смета». Раздел «Отчеты»

## Заключение

Внедрение информационной системы ускорит процесс расчета смет и калькуляций на 60 %, увеличит точность расчетов до 100 %, сократит занятость персонала, а также обеспечит мгновенную выгрузку сметы в необходимый формат для каждого заказчика услуг. В результате будет создано единое информационное пространство для всех участников процесса, что позволит осуществить интеграцию с основными производственными процессами предприятия.

## Список литературы

1. Кузьмина М.С. Учет затрат, калькулирование и бюджетирование в отраслях производственной сферы: Учеб. пособие. – М.: Финансы и статистика, 2007. – 208 с.
2. URL: <http://www.barsplus.ru/>
3. URL: <http://www.smeta-bagira.ru/>
4. URL: <http://grandsmeta.ru>
5. URL: <http://products.office.com/ru-ru/excel>
6. URL: [https://products.office.com/ru-ru/Project/](http://https://products.office.com/ru-ru/Project/)

## References

1. Kuz'mina M.S., *Uchet zatrat, kal'kulirovanie i byudzhetrovanie v otraslyakh proizvodstvennoy sfery* (Cost accounting, costing and budgeting in the production sphere), Moscow: Finansy i statistika Publ., 2007, 208 p.
2. URL: <http://www.barsplus.ru/>
3. URL: <http://www.smeta-bagira.ru/>
4. URL: <http://grandsmeta.ru>
5. URL: <http://products.office.com/ru-ru/excel>
6. URL: [https://products.office.com/ru-ru/Project/](http://https://products.office.com/ru-ru/Project/)

• Отчеты – раздел по созданию различных видов отчетов, которые можно применить для дальнейшего бизнес-планирования работы предприятия.

При создании отчета (см. рис. 6) задаются различные параметры: направление услуг, заказчик, вид дохода, период. Отчеты можно распечатать либо выгрузить для дальнейшего использования в MS Excel.

В ПО «Ойл-Смета» учтена специфика работы сервисных предприятий компании, предоставляющих ИТ-услуги, услуги по ремонту скважин и обору-дования, транспортные и охранные услуги, а также услуги по бурению, энергетике и обслуживанию нефтепроводов.

### Особенности интерпретации данных геофизических исследований LWD в горизонтальных скважинах в условиях тонкой слоистости

**А.Ю. Бокарёв, М.Дж. Ризванов**

**(ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»)**

Рассмотрены особенности применения методов радиометрии и электрометрии в различных геологических условиях, проведено обсуждение различий получаемых результатов в вертикальных и горизонтальных скважинах. С использованием материалов исследований специалистов компании «Шлюмберже» показаны особенности интерпретации результатов методов LWD в условиях тонкой слоистости. Описано поведение кривых гамма-гамма каротажа плотностного в условиях тонкослоистых разрезов, дано сравнение осевых и радиальных характеристик метода.

Приведены различные факторы, которые могут влиять на показания электромагнитного метода, такие как форма ствола скважины, минерализация промывочной жидкости, формирование зоны фильтрации. Проанализировано влияние геологических условий, наиболее характерных для горизонтальных скважин: эффекта от близости границы вмещающих пластов и анизотропии.

Приведен пример того, как электромагнитный и гамма-гамма плотностной методы проявляют себя в условиях тонкой слоистости. Продемонстрированы особенности моделирования в программном модуле Techlog 3DP воздействия геометрических эффектов на показания кривых и оценка фактических параметров среды: вертикального и горизонтального удельных электрических сопротивлений и объемной плотности.

### Specifics of LWD measurements interpretation in bed laminations in horizontal wells

**A.Yu. Bokarev, M.J. Rizvanov (Schlumberger, RF, Moscow)**

The article addresses questions related to LWD nuclear and propagations measurements response in various geological conditions. We discuss how measurements response can vary between vertical and horizontal wells. With excerpts from various papers and studies published by Schlumberger LWD experts and research scientists in various years, we address interpretation of some of LWD logs in horizontal wells. We explain the density logs response in thin bed laminations, describe differences in axial and radial geometric factors.

We also list various effects on propagation resistivity measurements, such as borehole rugosity, hole size, invasion. We discuss typical effects in horizontal wells like bed boundary and anisotropy with bit more detail.

We also illustrate propagation and density tools response to thin bed laminations with the help of field case study. We demonstrate the use of Techlog 3DP module to model measurements response to quantify the geometric effects and evaluate true formation properties – vertical and horizontal resistivity and bulk density.

### Опыт успешного применения технологии картирования коллектора на Лебединском месторождении

**Н.Е. Ведерников (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»),  
А.Н. Харлов, В.И. Богатов, Е.А. Большев (ПАО «НК «Роснефть»),  
Д.С. Леонтьев, А.В. Чепрасов (ООО «Шлюмберже Восток»)**

Рассмотрен опыт применения комплекса сверхглубокого картирования разреза GeoSphere для геонавигации эксплуатационной скважины с большим отходом от вертикали на шельфе Сахалина. По результатам бурения сделаны выводы о возможностях картирования рассматриваемого комплекса в условиях пласта XIX-2 Лебединского месторождения. Результаты работы можно применять для решения специальных задач по геонавигации скважин, включая проводку скважин без пилотного ствола, картирование границ коллекторов, интерпретацию малоамплитудных разломов и стратиграфических изменений.

### Successful experience of reservoir mapping technology implementation on the Lebedinskoye field

**N.E. Vedernikov**

**(RN-Sakhalinmorneftegas LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk),**

**A.N. Kharlov, V.I. Bogatov, E.A. Bolychev**

**(Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow),**

**D.S. Leontyev, A.V. Cheprasov**

**(Schlumberger East LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)**

The article describes ultra-deep reservoir mapping tool – GeoSphere implementation for extended reach well geosteering in Sakhalin offshore. A number of conclusions were made about mapping capabilities of the technology in XIX-2 formation environment on Lebedinskoye field. The results could be used for special geosteering objectives including landing the well without a pilot hole drilling, reservoir boundaries mapping, sub seismic faults, and stratigraphic features interpretation.

### Закономерности развития перспективных карбонатных объектов в венд-кембрийском осадочном чехле южной части Сибирской платформы

**А.В. Гайдук, Е.Г. Каширина, Н.А. Редькин, Е.А. Данько (ООО «РН-Эксплорейшн»),**

**А.В. Филичев, А.Н. Петров (ПАО «ВЧНГ»)**

Рассмотрены закономерности развития перспективных карбонатных объектов в венд-кембрийском осадочном чехле южной части Сибирской платформы. Проанализированы возможные условия формирования и критерии прогноза высокопродуктивных залежей.

### Regularities of development of perspective objects in carbonate Vendian-Cambrian sedimentary cover of the southern Siberian platform

**A.V. Gaiduk, E.G. Kashirina, N.A. Redkin, E.A. Danko**

**(RN-Exploration LLC, RF, Moscow),**

**A.V. Filichev, A.N. Petrov (VChNG PJSC, RF, Irkutsk)**

The article is dedicated to the regularities of the development prospective of carbonate objects in the Vendian-Cambrian sedimentary cover of the southern part of the Siberian platform. Estimation of generation environment and criteria for highly potential accumulations are considered.

**Выявление перспективных на нефть и газ объектов в подсоловом карбонатном комплексе Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам переобработки и переинтерпретации архивных данных МОП-2D**

**А.В. Гайдук, А.Е. Фомин, Д.Н. Твердохлебов, А.М. Батищева, А.В. Митюков (ООО «РН-Эксплорейшн»), А.В. Филичев (ПАО «ВЧНГ»)**

Приведены обоснование и примеры поисковых критериев для выявления перспективных в нефтегазовом отношении объектов в подсоловом карбонатном комплексе Непско-Ботуобинской антеклизы на основе современных результатов 3D сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения. Показана эффективность использования данных критериев для выявления схожих объектов по архивным данным 2D, приведены примеры применения интерпретационной переобработки архивных данных 2D с сохранением динамической выразительности записи и использованием временной миграции до суммирования для повышения надежности верификации выявленных объектов.

**Применение нового концептуального подхода к использованию данных ГИС в горизонтальных и сильно искривленных скважинах**

**Л.Д. Елисеева (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Г.С. Стунжа, К.О. Шмыгля (ООО «РН-Эксплорейшн»), А.А. Бovyкин (ПАО «НК «Роснефть»)**

Обоснована необходимость применения новых методик для работы с данными каротажа в горизонтальных скважинах и их интеграции с другой геолого-геофизической информацией. Предложен новый концептуальный подход, снижающий неопределенности и повышающий информативность данных, полученных в скважинах с большим отходом от вертикали. Учет физических особенностей регистрации данных геофизическими приборами в сильно искривленных и горизонтальных скважинах, не применяемый в стандартном для вертикальных скважин подходе, и повышение уровня взаимодействия специалистов различных дисциплин позволят адаптироваться к сложным геолого-геофизическим условиям горизонтального бурения, оптимизировать информационные потоки, а также усовершенствовать программные и методические инструменты для принятия максимально эффективных решений.

**Автоматизированный анализ гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин как инструмент быстрого поиска источников обводнения в низкопроницаемых коллекторах с развитием трещин автоГРП**

**Д.Ф. Марьин (Башкирский гос. университет), Т.С. Усманов, А.Я. Давлетбаев, Д.С. Иващенко (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)**

Представлены результаты применения алгоритма автоматизированного анализа взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. В основе метода лежит модель емкость – сопротивление, заимствованная из электродинамики и использующая информацию о закачке, добыче и давлении на забое добывающих скважин. Метод предназначен для быстрого поиска источников обводнения продукции добывающих скважин по трещинам автоГРП. Приведены результаты тестирования метода на синтетических и промышленных данных.

**Вторичная пустотность карбонатных отложений и ее роль в анизотропии проницаемости горных пород**

**Т.Г. Немирович, М.Ф. Серкин, А.П. Вилесов (ООО «ТННЦ»)**

Рассмотрена природа анизотропии в карбонатных коллекторах. На конкретных примерах продемонстрированы подходы к изучению параметров анизотропии и масштабных эффектов на керне и их применению при подсчете запасов и адаптации геолого-гидродинамических моделей.

**Oil and gas prospective facilities identification in the subsalt carbonate complex of Nepa-Botuoba antecline as a result of historical 2D seismic data reprocessing and reinterpretation**

**A.V. Gaiduk, A.E. Fomin, D.N. Tverdokhlebov, A.M. Batishcheva, A.V. Mityukov (RN-Exploraition LLC, RF, Moscow), A.V. Filichev (VChNG PSC, RF, Irkutsk)**

The article presents the justification and examples of searching criteria to identify potential gas and oil plays (objects) in the subsalt carbonate complex of the Nepa-Botuoba on the basis of recent results 3D seismic exploration work and drilling, shows the effectiveness of these criteria use to identify similar objects on the historical 2D data, the examples of interpretive 2D data reprocessing with dynamic preservation and use of pre-stack time migration to improve the verification reliability of the identified objects.

**Application of new conceptual approach to well log data processing and interpretation in high angle and horizontal wells**

**L.D. Eliseeva (RN-Shelf-Arctika LLC, RF, Moscow), G.S. Stunzha, K.O. Shmyglya (RN-Exploration LLC, RF, Moscow), A.A. Bovykin (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow)**

The article deals with the problems and the need for the new solutions and techniques of logging data processing, interpretation and integration with other geological and geophysical information in high angle and horizontal well environment. The application of the suggested conceptual approach leads to uncertainty reduction and increase in log data VOI. The specific aspects of log data acquisition in horizontal wells not considered in standard vertical well approach if carefully taken into account and combined with multidisciplinary collaboration provide the basis for adapting to complex geological and geophysical conditions of horizontal drilling, optimising data streams, and improving methodological and software solutions for effective decision making.

**Automated injector-producer relationship analysis as a tool for watering source quick search in low-permeable reservoirs exhibiting self-induced fractures**

**D.F. Marin (Bashkir State University, RF, Ufa), T.S. Usmanov, A.Ya. Davletbaev, D.S. Ivaschenko (RN-UfaNIPineft LLC, RF, Ufa)**

The paper presents results of automated injection-production relationship analysis. The proposed method is based on well-known 'capacity-resistance' model that uses information on injection and production rates and producer bottom hole pressures. The method is intended for watering source quick search Results in low-permeable reservoirs exhibiting self-induced fractures. Numerical simulations and method validation on modelled and field data are discussed.

**Secondary voidage of carbonate formations and its role in anisotropy of rock permeability**

**T.G. Nemirovitch, M.F. Serkin, A.P. Vilesov (TNNC LLC, RF, Tyumen)**

The nature of anisotropy in carbonate reservoir is considered. Approaches on studying of parameters of anisotropy and large-scale effects on a core and their application at calculation of reserves oil and adaptation of geological and hydrodynamic models are shown on concrete examples.

### **Автоматизация процесса разработки и согласования смет и калькуляций в нефтесервисных предприятиях**

**Ю.С. Онегова, О.А. Деев (ООО «ОЙЛ-ТЕЛЕКОМ»)**

Представлена информационная система, предназначенная для автоматизации процесса расчета и согласования смет и калькуляций на услуги, оказываемые нефтесервисными предприятиями. Для выполнения расчета в программе необходимо задать минимальное количество исходных данных: все необходимые условия и ограничения для расчета смет/калькуляций учтены в алгоритме системы. Внедрение системы обеспечит значительное ускорение процесса расчета смет и калькуляций, увеличит точность расчетов до 100 %, сократит занятость персонала, а также обеспечит мгновенную выгрузку сметы в необходимый формат.

### **The information system for automatization process of calculation and coordination the estimate proposal and the costing on oilfield service companies**

**Yu.S. Onegova, O.A. Deev (OIL-TELECOM LLC, RF, Izhevsk)**

The information system for automatization process of calculation and coordination the estimate and the costing on oilfield service companies is presented. The current calculation in information system is based on several characteristics. All required conditions and limitations for calculation are considered in the programming algorithm. The introduction of system will provide considerable acceleration process of calculation and coordination the estimate proposal and the costing, increase accuracy of calculation for 100%, decrease man-hours and will provide fast export the estimate proposal for necessary format.

### **О формировании системы технического регулирования Таможенного союза**

**М.А. Петровский (ПАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены вопросы формирования системы технического регулирования Таможенного союза и реформы национальных технических законов, стандартов и правил в странах Таможенного союза. Показаны проблемы гармонизации с зарубежным техническим законодательством стран ВТО. Подчеркнута необходимость развития современных документов технического регулирования в нефтегазовой отрасли в ЕАЭС на основе русского языка и лучших традиций отечественной школы.

### **On the formation of the Customs Union technical regulation system**

**M.A. Petrovskiy (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow)**

The article deals with descriptions of reforms of technical regulations and standards in the Eurasian Economic Union, EU, and WTO countries. The Russian language is available and valuable common resource in the Eurasian Economic Union. A technical culture (regulations, standards and etc.) in the Eurasian Economic Union based on the Russian language and common traditions should be developed.

### **О концепции технического регулирования в нефтегазовой отрасли**

**М.А. Петровский (ПАО «НК «Роснефть»),  
С.И. Аграфенин (АО «Гипровостокнефть»)**

Рассмотрена концепция технического регулирования в нефтегазовой отрасли. Для целей технического регулирования продукция в нефтегазовой отрасли разделена на углеводородную продукцию (добывающих и перерабатывающих предприятий) и технологическую инфраструктуру (для добычи, переработки, транспортировки, хранения, реализации углеводородов). Рассмотрена двухуровневая модель технического регулирования для углеводородной продукции. Предложена трехуровневая модель технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения.

Группа стандартов с требованиями к процедурам (методам) оценки (подтверждения) соответствия совместно с международным стандартом ISO 29001 (ANSI/API Q1) рассмотрены как основа для стандартизации системы менеджмента качества организаций-изготовителей, поставщиков углеводородной продукции, составных частей и элементов объектов технологической инфраструктуры. Ключевой документ в трехуровневой модели технического регулирования для технологической инфраструктуры систем нефте- и газоснабжения – свод правил – подробно рассмотрен на примере проекта свода правил по обустройству месторождений нефти на суше.

### **About the concept of technical regulation in the petroleum and natural gas industry**

**M.A. Petrovskiy (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow),  
S.I. Agrafenin (Giprovostokneft JSC, RF, Samara)**

The article deals with the state of art of technical regulations and standards in the petroleum and natural gas industries. There are descriptions of two different models of regulations (standards) for products: for petroleum (natural gas) products and for the technological infrastructure products. The article describes the codes of practice as a document for standardization the technological infrastructure in petroleum and natural gas industries.

### **Приближенная оценка фильтрационных параметров ближней зоны пласта нагнетательных скважин на основе анализа температурных данных**

**Ю.А. Питюк, А.Я. Давлетбаев (ООО «РН-Уфанипнефть»),**

**А.А. Мусин, Д.Ф. Марьин, Л.А. Ковалева**

**(Башкирский гос. университет),**

**П.С. Мумбер (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)**

Предложена методика анализа термогидродинамических исследований (ТГДИ) остановленных скважин, позволяющая приближенно оценить проницаемость призабойной зоны пласта и минимальный радиус загрязнения. Комплексный подход, включающий методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и экспресс-методику ТГДИ, использовался для интерпретации промысловых данных давления и температуры. На основе успешно проведенного ГДИС методом регистрации кривой падения давления выполнены анализ кривой изменения давления и интерпретация температурных данных. В результате были определены проницаемость ближней зоны пласта и ее радиус.

### **Estimation of near-field formation parameters in injection well on the base of temperature analyze**

**Yu. A. Pityuk, A.Ya. Davletbaev (RN-Ufanipneft LLC, RF, Ufa),**

**A.A. Musin, D.F. Marin, L.A. Kovaleva**

**(Bashkir State University, RF, Ufa),**

**P.S. Mumber (RN-Yuganskneftegas LLC, RF, Nefteyugansk)**

The classical methods of pressure well testing do not give us detailed information about the filtration parameters of the bottomhole formation zone state. In the present work a method of temperature/pressure transient well tests for shut-in injection wells is proposed. The developed method allows one to estimate approximately the permeability and the minimal radius of contaminated zone. The comprehensive approach including methods for temperature and pressure well testing is applied on field data. The temperature data based on the successfully conducted pressure fall-off tests is interpreted and the permeability and the radius of the near-field formation are determined.

## Некоторые аспекты формирования внутрипластовых нефтепромысловых систем на основе технологии горизонтального бурения

**А.С. Повалихин, В.Ю. Блиznyukov (ПАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены вопросы проектирования профиля горизонтальных скважин внутрипластовой нефтепромысловых системы, применение которой при разработке нефтяных месторождений позволит сократить число добывающих скважин, упростить систему обустройства месторождения. Представлена методика расчета пространственного профиля на основе траекторных единиц (ТЕД), которая обеспечивает точное выведение каждой ТЕД в проектную точку с заданными зенитным углом и азимутом в широком диапазоне глубин по вертикали, что дает возможность проводить многовариантный расчет пространственного профиля для различных технологических условий проводки скважин.

## Some aspects of the formation of in-situ oilfield systems based on the technology of horizontal drilling

**A.S. Povalikhin, V.Yu. Bliznyukov (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow)**

The article discusses the design of the spatial profile of horizontal wells in-situ oilfield systems. Their use in the development of oil fields will reduce the number of production wells and will simplify field construction, which provides precise removal of each TU to the project point with specified Zenith angle and azimuth in a wide range of depths vertically. That also allows to carry out a multivariate calculation of the spatial profile for different technological conditions of drilling operations.

## Результаты промыслово-технологических испытаний ударного винтового забойного двигателя

**А.В. Семин, О.А. Чуркин, А.А. Киекбаев (АО «Самаранефтегаз»)**

Проведен анализ средней механической скорости бурения скважин Винно-Банновского и Кулешевского месторождений Самарской области. Предложен способ увеличения механической скорости проходки в твердых породах с использованием ударного забойного инструмента. Проведены расчет экономической эффективности и обоснование необходимости применения ударного винтового забойного двигателя как способа повышения механической скорости при разбуривании крепких пород глубоких скважин.

## The results of the industrial and technological tests of percussion mud motor

**A.V. Semin, O.A. Churkin, A.A. Kiebaev (Samaraneftegaz JSC, RF, Samara)**

The article analyzes the average Rate of penetration (ROP), provides a method of increasing ROP in hard rock using a percussion mud motor. It provides the process of destruction of rocks by hammer percussion mud motor and calculation of economic efficiency and justification for the need of such equipment as a way to increase the ROP in hard rock of deep wells.

## Уточнение границ распространения ангидритового плато на юго-востоке Самарской области

**К.А. Стрельцова, В.А. Колесников, В.В. Терешкин, И.Г. Хамитов (ООО «СамараНИПИнефть»),**

**А.Э. Манасян, С.П. Папухин (АО «Самаранефтегаз»)**

На основе сейсмических исследований МОГТ-3D/2D изучены и уточнены границы распространения ангидритового плато. Выявлены перспективные нефтегазоносные объекты в отложениях окского надгоризонта нижнего карбона на территории юго-востока Самарской области.

## Delineation of the areal extent of anhydrite plateau in the south-east of Samara region

**K.A. Streltsova, V.A. Kolesnikov, V.V. Tereshkin, I.G. Khamitov (SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara),**

**A.E. Manasian, S.P. Papuhin (Samaraneftegaz JSC, RF, Samara)**

In this work the exploration targets of Lower Carbonic Okskian horizon deposits in south-west of Samara region were studied and the areal extent of the anhydrite table land was delineated with the help of 3D/2D seismic.

## Организация комплексной системы нормирования, планирования и учета фактических трудозатрат на создание проектно-технологической документации на разработку месторождений

**А.В. Тимонов, М.А. Басыров, И.Ш. Хасанов (ПАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрена созданная авторами комплексная система нормирования, планирования и учета фактических трудозатрат на создание проектно-технологической документации на разработку месторождений. Описан процесс организации системной работы по методическому сопровождению, планированию трудозатрат, учету фактических трудозатрат и контролю выполнения плановых трудозатрат.

## Creating the complex system of standardization, planning and accounting labor costs for the project design specifications on field development

**A.V. Timonov, M.A. Basyrov, I.Sh. Khasanov (Rosneft Oil Company PJSC)**

The authors created the complex system of standardization, planning and accounting labor costs for the project design specifications on field development. In the article presented the process of organization the system work in methodological support, planning labor costs, accounting labor costs and control the execution of scheduled labor costs.

## Морские нефтегазопромысловые сооружения в сейсмических районах

**О.М. Финагенов (ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок»)**

Рассмотрены подходы, заложенные в российские и зарубежные нормативные документы по проектированию морских стационарных нефтегазопромысловых сооружений в сейсмических районах. Показано существенное различие в определении нормативной, исходной и расчетной сейсмичности. Даны оценки расчетных сейсмических воздействий. Предложены направления дальнейшего развития российской нормативной базы в области проектирования морских стационарных нефтегазопромысловых сооружений в сейсмических районах.

## Offshore oil and gas production structures in seismic areas

**O.M. Finagenov (Arctic Research and Design Center for Continental Shelf Development LLC, RF, Moscow)**

The paper presents approaches of the Russian and international codes and regulations for the design of fixed offshore oil and gas production structures in seismic areas. A significant difference in the definition of the normative, initial and designed seismicity is shown. Estimates of the design seismic impacts are presented. The ways of further development of the Russian legal framework for the design of fixed offshore oil and gas production structures in seismic areas are suggested.



**Исследование закономерностей деградации подачи установок электроцентробежных насосов при эксплуатации скважин Самотлорского месторождения**

**С.Б. Якимов (ПАО «НК «Роснефть»),**

**М.Н. Каверин, В.П. Тарасов, С.В. Куряев, И.М. Голубь**

**(ООО «РН-ЦЭПИТР»),**

**М.А. Колпаков (АО «Самотлорнефтегаз»)**

Приведены результаты анализа динамики подачи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с плавающими ступенями двухопорной конструкции из материала нирезист типа 1 с промежуточными подшипниками, установленными на валу через 0,5 м, при их использовании в скважинах Самотлорского нефтяного месторождения. Показано, что заметной деградации подачи насосов в период нормальной эксплуатации не происходит, но после перехода на заключительную стадию эксплуатации скорость деградации подачи резко возрастает.

Определена средняя продолжительность периода заключительной эксплуатации, оказавшаяся очень короткой и зависящей от количества и качества выносимых абразивных частиц, а также от причины деградации расходно-напорной характеристики насоса. Выявлено слабое реагирование силы тока электродвигателя на снижение подачи насоса. По результатам анализа сделаны выводы и даны рекомендации по снижению рисков наступления функциональных отказов и аварий оборудования после перехода в заключительную фазу эксплуатации. Результаты анализа будут использованы для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН на Самотлорском месторождении.

**Research of mechanisms of ESP FLOW rate decline in operation of wells at Samotlor field**

**S.B. Yakimov (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow),**

**M.N. Kaverin, V.P. Tarasov, S.V. Kuryaev, I.M. Golub**

**(RN-TSEPI TR LLC, RF, Tyumen),**

**M.A. Kolpakov (Samotlorneftegaz JSC, RF, Nizhnevartovsk)**

The abstract presents the results of flow rate time analysis of ESP units of the double anchoring traveling steps design made from Ni-resist type 1 material with middle bearings installed on the shaft every 0.5 meter, when using at the wells of Samotlor field. It shows that there is no significant decline of pump flow rate during normal operation, however when moving into the period of final operation, the rate of decline increases sharply.

Average duration of final operation, which turned to be very short and depends on a number and quality of abrasive particles recovery, as well as on the reason which caused decline of head and rate of the pump was defined. There is a low response of electric motor current change to reduction of pump flow rate identified. Based on the analysis, a number of conclusions and recommendations made as how to mitigate functional failures occurrence risks and equipment failures after transition to the final stage of operation. Results of the analysis will be used to improve efficiency of EPSs operation at Samotlor field.