

ISSN 2074-2339

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

2-2016 [апрель-июнь]

Выпуск 43

**6**

Новые технологии и подходы  
интерпретации данных  
геофизических исследований  
горизонтальных скважин

**85**

Опыт крупномасштабных испытаний  
прочности ледяных полей на изгиб  
в Карском море и море Лаптевых

**46**

Резервуары нефти и газа  
в доманиковых отложениях  
Волго-Уральского бассейна



**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.

При оформлении номера использованы  
фотографии ОАО «НК «Роснефть»

Сдано в набор 11.04.2016

Подписано в печать 14.06.2016

Тираж 1000 экз.

© ОАО «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»

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)

2-2016 [апрель-июнь]

Выпуск 43

## СОДЕРЖАНИЕ

### КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ

- 4** **Итоги** научно-практического семинара ОАО «НК «Роснефть» «Пространственная интерпретация данных геофизических исследований в горизонтальных скважинах»

### ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

- 6** **Щетинина Н.В., Мальшаков А.В., Басыров М.А., Зырянова И.А., Ганичев Д.И., Яценко В.М.**  
Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин
- 15** **Гагарин А.В., Газизов Р.К., Новиков Н.О., Кудашов К.В., Филимонов В.П.**  
Перспективы использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования
- 20** **Яруллин Р.К., Валиуллин Р.А., Дармаев Б.А.**  
Геофизическое сопровождение эксплуатации действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском месторождении: текущее состояние и перспективы развития
- 28** **Хайрутдинов Р.А., Филинкова Е.С., Бутенкова А.С., Гаврик С.С.**  
Расчет электрической анизотропии по данным азимутального датчика глубокого измерения удельного электрического сопротивления ADR™ в процессе бурения
- 32** **Запывалов Н.П.**  
Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы
- 38** **Арутюнов Т.В., Савенок О.В.**  
Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей
- 42** **Елисеев А.Н., Скуба Д.А., Томашев Д.В., Чумичева А.А., Савинов А.В.**  
Перспективы доразведки берриасских отложений нижнего мела Восточного Ставрополя
- 46** **Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сулова А.А., Фадеева Н.П., Савченко С.И., Тимошенко О.М.**  
Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна

## ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, КАДРЫ

**53** Гилаев Г.Г., Gladunov O.B.,  
Гришагин А.В., Гуров А.Н.,  
Каверин А.А.

Повышение достоверности экономических оценок мероприятий по оптимизации сооружений при наземном обустройстве нефтяных одиночных скважин



## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**56** Анурьев Д.А., Gladkov A.B.,  
Игнатьев Н.А., Чупров А.А.,  
Мусин Р.А., Баянов В.А.  
Мониторинг разработки  
Верхнечонского  
нефтегазоконденсатного  
месторождения

**60** Останков Н.А., Козлов С.А.,  
Кашаев Д.В., Нечаев А.С.,  
Гилаев Г.Г., Дьячук И.А.,  
Князева Е.В.  
Довыработка истощенных  
нефтяных коллекторов на примере  
Казанского и Медведевского  
нефтяных месторождений  
АО «Самаранефтегаз»

**65** Сидоров И.В., Фоминых О.В.,  
Ведерников Н.Е.  
Оценка эффективности реализации  
технологии площадной циклической  
закачки пара при разработке  
месторождений высоковязких нефтей

## СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

**68** Ключин И.Г., Уразаков К.Р.,  
Сливка П.И., Габдулов Р.Р.,  
Байбурин Б.Х., Усманов Р.В.  
Тепловой режим работы  
скважинной насосной установки  
для одновременно-раздельной  
эксплуатации пластов

**72** Бакиров Р.И., Попов М.С.,  
Бердин С.М.  
Первый опыт применения  
плунжерных насосов с погружным  
линейным электроприводом  
в ОАО «НК «Роснефть»



## **СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ**

### **76** Гилаев Г.Г., Gladunov O.B., Гришагин А.В., Кологреева Т.И.

Промышленное внедрение отечественного инновационного оборудования для подготовки нефти на промысле Самарской области

### **80** Смыслов В.А., Мелешко М.С., Чаплыгина Т.П., Хамитов И.Г., Gladunov O.B., Попов Ю.Ю.

Математические подходы к решению задач реинжиниринга

## **ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА**

### **85** Корнишин К.А., Павлов В.А., Смирнов В.Н., Ньюбом А.А., Ефимов Я.О.

Опыт крупномасштабных испытаний прочности ледяных полей на изгиб в Карском море и море Лаптевых

## **СТАНДАРТИЗАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ**

### **90** Запевалов Д.Н., Маянц Ю.А., Елфимов А.В.

Актуальные вопросы совершенствования нормативной документации для объектов нефтегазового комплекса

### **94** Рефераты

## Итоги научно-практического семинара ОАО «НК «Роснефть» ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

С конца XX века развитие нефтегазовой отрасли характеризуется активным бурением наклонно направленных (ННС) и горизонтальных (ГС) скважин. Значительно увеличилась доля горизонтального бурения в общем объеме бурения за последние 20 лет. Разработка некоторых месторождений России ведется преимущественно горизонтальными скважинами.

Новые технологии освоения месторождений нефти и газа требуют разработки новых подходов к анализу получаемой информации. Особенно это относится к интерпретации данных геофизических исследований в ГС. В настоящее время в мировой и отечественной практике не существует общепризнанных методических рекомендаций и стандартных подходов к использованию этих данных. Развитие методологической базы интерпретации ГИС в горизонтальных стволах существенно отстает от технологий бурения. В основном продолжают применяться принципы и подходы, унаследованные от вертикальных скважин. Нет четкого представления о задачах и путях их решения в области интерпретации (С. Clavier, 1991).

Основные проблемы интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин обусловлены следующими факторами.

- Большинство методов ГИС при применении в ГС регистрируют кажущиеся кривые геофизических параметров, на которые влияют выше- и нижележащие прослои на протяжении значительного интервала глубин.

- Интегральные (неазимутальные) замеры ГИС наиболее сильно подвержены влиянию близлежащих пластов и наименее надежны при использовании напрямую при количественной интерпретации.

- Азимутальные замеры в большинстве случаев также нельзя напрямую использовать для количественной оценки параметров пласта из-за различного радиуса исследования и, как следствие, различного влияния близлежащих пластов на их показания.

- Сложная геометрия системы скважина – пласт не позволяет использовать коаксиально-цилиндрическую модель для оценки истинных параметров в данной точке глубины.

- Состояние ствола горизонтальной скважины (наличие желобов, вывалов и др.) оказывает несравнимо большее влияние на результаты ГИС, чем состояние вертикального ствола, и требует тщательного учета при проведении количественных оценок.

**Для обмена опытом и знаниями в области интерпретации данных ГИС 23 марта 2016 г. в г. Тюмени на базе ООО «Тюменский нефтяной научный центр» для специалистов ОАО «НК «Роснефть» был проведен семинар по петрофизике «Пространственная интерпретация данных геофизических исследований в горизонтальных скважинах».**

**Семинар, инициаторами которого выступили ЦАУК и ООО «ТННЦ», становится традиционным ежегодным мероприятием. В нем приняли участие более 60 специалистов научно-исследовательских проектных институтов ОАО «НК «Роснефть»: ООО «РН-УфаниПИнефть», ОАО «ТомскНИПИнефть», ООО «СамараниПИнефть», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», ЗАО «Ижевский ННЦ», а также добывающих обществ компании. В рамках семинара были заслушаны доклады специалистов сервисных компаний, таких как Schlumberger, Weatherford и Halliburton.**

### Обсуждение результатов семинара

В ходе работы семинара были представлены методические подходы к количественной интерпретации данных ГИС в ГС/ННС на основе численного моделирования методов ядерной геофизики и электрометрии. Рассмотрены результаты апробации методики пространственной интерпретации данных геофизических исследований (включая азимутальные замеры) в горизонтальных скважинах Среднеботуобинского, Ванкорского, Верхнечонского и Усть-Тегусского месторождений, каротажа во время бурения (LWD), полученные в конце 2015 г. специалистами ООО «ТННЦ». Результаты убедительно показали, что пространственная интерпретация данных ГИС позволяет более корректно оценивать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) терригенных пород, строить геологические и гидродинамические модели и уточнять запасы.

На семинаре были обсуждены вопросы влияния качества ГИС в горизонтальных скважинах на результаты их интерпретации. Показано, что некачественные данные часто связаны с отсутствием метрологического обеспечения. Нормировка некачественных ГИС, особенно в ГС, является весьма субъективной, поэтому не рекомендуется включать в геологическую модель данные ГИС низкого качества.

Были представлены современные подходы к сопровождению бурения ГС. Специалисты ООО «ТННЦ» привели примеры успешного решения задачи оптимально-



го проведения ствола горизонтальных скважин в фациально-изменчивых низкопроницаемых объектах тюменской свиты Красноленинского месторождения

Представители ООО «РН-УфаНИПИнефть» рассказали о перспективах использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования. Были представлены основные функции программного модуля «Горизонт+», позволяющие решать задачи сопровождения бурения горизонтальных скважин.

Специалисты сервисных компаний (Schlumberger, Weatherford и Halliburton) в своих докладах основной акцент сделали на комплекс ГИС, используемый в процессе бурения ГС/ННС, принципы работы методов, контроль качества измерений, осевое и вертикальное разрешение методов. Особое внимание было уделено интерпретации данных электромагнитного каротажа, а именно, учету диэлектрического эффекта и эффекта анизотропии в поведении кривых электромагнитного каротажа.

Большой интерес вызвал доклад об азимутальной оценке ФЕС по данным имиджа-развертки плотностного каротажа и каротажа в процессе бурения (Schlumberger). Было показано, что возможен недоучет ФЕС и эффективных толщин при интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах при использовании стандартного подхода к интерпретации.

В целом коллеги из научных институтов и дочерних обществ высоко оценили уровень мероприятия, были высказаны пожелания о проведении подобных научно-практических семинаров на регулярной основе.

## Решения по итогам семинара

- Участники семинара отмечают перспективность использования азимутальных замеров методов ГИС и их пространственной интерпретации для повышения достоверности оценки подсчетных параметров разрезов ГС/ННС, а также для геологического и гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа.

- Перспективы развития интерпретации данных геофизических исследований в ГС/ННС связаны в

первую очередь с дальнейшим совершенствованием методики пространственного моделирования, учетом анизотропии электрических и акустических свойств пород, восстановлением истинных значений вертикальных и горизонтальных электрических сопротивлений, продольных и поперечных волн и сейсмофациального моделирования.

- Участники семинара настоятельно рекомендуют добывающим предприятиям не сокращать комплекс ГИС из-за высоких рисков потери геологической информации. Кроме того, расширенный комплекс ГИС повышает эффективность проводки горизонтальных скважин.

- Каротаж во время бурения (комплекс LWD) в большинстве случаев полностью заменяет окончательный каротаж, обеспечивая возможность эффективного решения геологических задач: определения ФЕС пласта, характера насыщения, отбивки уровней ГНК/ВНК в разрезах, вскрываемых горизонтальными скважинами и скважинами с большими углами наклона, а также позволяет снизить риск аварийности, связанный с прихватом каротажного прибора.

**Проведенный семинар стал, безусловно, значимым событием в масштабах всей компании. Участники семинара, представители КНИПИ и добывающих предприятий ОАО «НК «Роснефть» остались довольны работой семинара, а именно – уровнем докладов, активным их обсуждением, высокой заинтересованностью в объединении усилий, опыта и знаний по заявленной тематике семинара. Было выражено единодушное одобрение целесообразности проведения подобных встреч.**

**Необходимость в подобных семинарах в ОАО «НК «Роснефть» связана с усложняющимися задачами, стоящими перед геологической службой компании. Такого рода корпоративные семинары являются хорошей площадкой для обмена опытом и знаниями между КНИПИ и структурными подразделениями ОАО «НК «Роснефть».**

В этом номере журнала публикуется ряд статей, подготовленных по материалам наиболее интересных докладов, представленных на семинаре.

# Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин

**Н.В. Щетинина, А.В. Мальшаков, к.г.-м.н. (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»), М.А. Басыров, к.т.н., И.А. Зырянова, к.г.-м.н., Д.И. Ганичев, В.М. Яценко (ОАО «НК «Роснефть»)**

**Ключевые слова:** традиционная и пространственная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС), азимутальные замеры, горизонтальные скважины, анизотропия, эффективный объем исследования, инверсия каротажных данных  
**Key words:** conventional and spatial interpretation, azimuthal measurements, horizontal wells, anisotropy, effective volume of investigations, inversion of logging data

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

## Введение

Идея бурения первых горизонтальных скважин (ГС) для добычи нефти из истощенных месторождений появилась в США еще в 1925 г. Однако единичные попытки бурения в 1929 г. (шт. Техас) и 1944 г. (шт. Пенсильвания) не имели заметного экономического эффекта и поэтому не получили дальнейшего развития.

В 1941 г. в СССР А.М. Григорян разработал технологию, с помощью которой была пробурена первая в мире наклонно направленная скважина. В 1947 г. для увеличения продуктивности предложено бурить горизонтально-разветвленные (многоствольные) скважины. Первая успешная с экономической точки зрения многоствольная скв. 66/45 была пробурена в Башкирии в 1953 г. По сравнению с традиционными скважинами, пробуренными на том же месторождении, затраты на строительство этой скважины были в 1,5 раза выше, а дебит нефти – в 17 раз больше.

С 1953 по 1980 г. в Советском Союзе было пробурено еще 110 горизонтально-разветвленных скважин в Восточной Сибири, Западной Украине и вблизи Черного моря. Однако в мире масштабное бурение ГС началось лишь в начале 80-х годов XX века после появления усовершенствованных скважинных буровых двигателей и скважинной телеметрической аппаратуры.

## Комплекс геофизических исследований скважин и аппаратура для их проведения

Поскольку на начальном этапе развития технологий бурения ГС в 1953–1980 гг. основной задачей каротажа являлось облегчение проводки скважины к определенному объекту, оптимальный комплекс геофизических исследований горизонтальных скважин был ограничен и включал гамма-каротаж (ГК) и электрометрию. Однако начиная с 80-х годов XX века с развитием технологий бурения ГС спектр решаемых задач существенно усложнился (определение интервала заканчивания скважины, оценка свойств пласта и флюидов и др.). Стало очевидно, что для выполнения указанных задач двух методов исследований недостаточно. Ситуация усугубляется геологическими неопределенностями в зонах бурения ГС.

Это обусловило развитие и совершенствование комплекса геофизических исследований горизонтальных скважин. Большинство отечественных («Тюменьпромгеофизика», «Когалымнефтегеофизика», ТНГ-Ижгеофизсервис и др.) и зарубежных (Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford, GE Oil&Gas) сервисных компаний предоставляет средства для проведения гамма-гамма плотностного (ГГКп), акустического (АК) и нейтронного (НК) каротажей в их интегральной модификации для оценки коэффициентов пористости  $K_{\Pi}$  и глинистости

коллекторов в ГС/ННС. Зарубежные сервисные компании дополнительно обеспечивают возможность регистрации данных измерений в режиме реального времени и азимутальных замеров фокусированных методов ГИС: литоплотностного гамма-гамма каротажа и каротажа сопротивления.

В связи с большим выбором аппаратуры для проведения ГИС особую актуальность приобретает задача выбора оптимального комплекса исследований для решения текущих геолого-геофизических задач, таких как оценка положения газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов, литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Практический анализ каротажных материалов, полученных на месторождениях Западной и Восточной Сибири, а также официальной информации об аппаратуре зарубежного и отечественного производства позволил выделить некоторые проблемы, связанные с техническими ограничениями приборов.

Значительная часть зондов ГТКп отечественного производства для каротажа в ГС – неприжимные, исключение составляют зонды Memory Combo («Когалымнефтегеофизика»). Также отсутствуют механизмы центрирования аппаратуры АК, используются слабые радиоактивные источники НК и ГТКп, за исключением приборов МЕГА-3 («Тюмень-промгеофизика») и Memory Combo. Это приводит к значительному влиянию скважины на измерения, в связи с чем полученные данные не всегда отражают истинное геологическое строение пласта.

### Влияние качества исходных (зарегистрированных) данных ГИС на оценку геологических запасов

Результаты каротажа во время (комплекс ADN, Impulse, SonicScope) и после (АМК-Каскад) бурения, выполненного двумя разными подрядчиками в одной и той же скважине месторождения X показали, что положение ГНК с учетом критериев его выделения ( $K_{пГТК} > K_{пНГК}$ ;  $K_{пАК} > K_{пНГК}$ ;  $НКТб > НКТм$ ,  $J_{пГК} > 0,4$ ) по данным ГИС с применением комплекса АМК-Каскад однозначно не определяется. Также затруднительно оценить пористость даже нефтенасыщенной части пласта, поскольку по данным различных методов (ГТКп, ННК, АК) она существенно различается и составляет соответственно 13, 17 и 24 %. По данным всех методов каротажа во время бурения (ADN, Impulse, SonicScope) ГНК достоверно определяется всеми методами на одной абсолютной отметке, достоверность оценки коэффициента пористости также не вызывает сомнений.

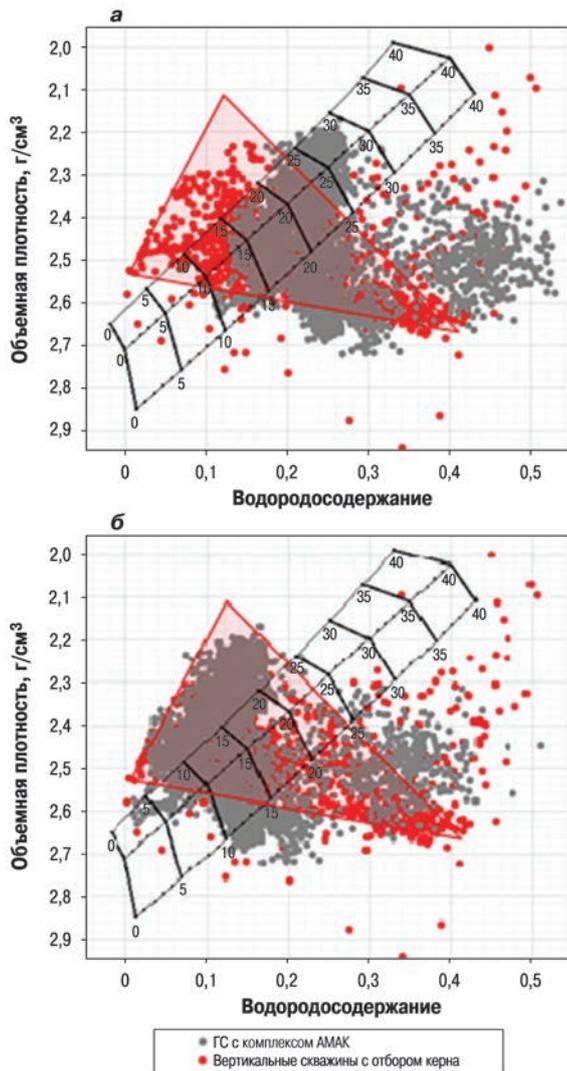
На качество данных ГИС влияют не только технические характеристики аппаратуры, но и состояние ствола скважины: его спирализация, наличие каверн и желобов, шламовых подушек, расслоение бурового раствора и его проникновение в пласт. При этом следует иметь в виду, что состояние ствола скважины после окончания бурения только ухудшается, что снижает качество данных ГИС, получаемых после бурения ГС/ННС.

Как показала настройка геолого-гидродинамической модели месторождения Y, учитывающая результаты интерпретации данных геофизических исследований ГС и ННС, качество данных играет значительную роль. Так, одинаковый фактический дебит двух соседних горизонтальных скважин одного куста, составлявший около 220 м<sup>3</sup>/сут, не настраивался на фактическую историю разработки из-за значительных расхождений ФЕС по результатам интерпретации. В обеих скважинах был проведен комплекс АМАК, показание нейтронного каротажа которого оказалось отличным от показаний НК в соседних вертикальных скважинах с отбором керна. Анализ исходных зарегистрированных данных ГИС и результатов интерпретации данных ГИС остальных скважин куста выявил низкое качество нейтронного каротажа: по ряду скважин кривые НК были существенно смещены левее или правее литологического треугольника в поле палетки ГТКп – НК, что обусловило ошибки при интерпретации данных ГИС. Так, завышенные значения водородосодержания приводили к тому, что большая часть эффективной длины ГС  $L_{эф}$  попадала в глины (рис. 1, а), а заниженные – к переходу  $L_{эф}$  в интервал засоленных неколекторов. Переинтерпретация данных всех горизонтальных скважин куста по результатам нормализации НК (рис. 1, б) позволила определить погрешность оценки запасов при использовании некачественных материалов ГИС.

После переинтерпретации пористость снизилась на 10 %, эффективные и эффективные нефтенасыщенные длины увеличились на 50 %, геологические запасы по кусту приросли на 24 %. Таким образом, использование некачественных данных ГИС горизонтальных скважин в геолого-гидродинамических моделях может приводить к существенной недооценке запасов.

### Общие проблемы интерпретации данных ГИС в ГС и ННС

Кроме технических недостатков приборов для исследований в ГС (ННС), а также недостаточного метрологического обеспечения, существует ряд



**Рис. 1.** Сравнительный анализ показаний ГГКп – НК, зарегистрированных (а) и нормированных (б) (границы красного треугольника соответствуют границам литологического треугольника: левая – песчаники с присутствием соли в порах, правая точка треугольника – точка глин)

общих методологических проблем. Поэтому использование даже самых современных комплексов геофизических исследований и каротажа во время бурения не всегда позволяет получать качественные оценки ФЕС при традиционных подходах к интерпретации. В первую очередь указанное связано с тем, что подходы в интерпретации были разработаны для вертикальных скважин с коаксиально-цилиндрической моделью изотропных сред, а большинство методов ГИС в ГС/ННС регистрируют кажущиеся кривые геофизических параметров, на которые оказывают влияние выше- и ниже-лежащие прослои. Основными проблемами при интерпретации данных геофизических исследова-

ний горизонтальных скважин являются: влияние объема исследования на регистрацию кривых ГИС; возможность одинаковых показаний кривых ГИС при равновероятных сценариях положения пластов по отношению к стволу скважины; влияние эффекта макроанизотропии.

При измерении объемным методом, выполненном при малом угле наклона ствола ГС к границе пластов, ближний слой из-за глубинности исследования определяется до того, как ствол скважины пересечет границу, что приводит к кажущемуся «размазыванию» кривой по измеренной глубине по сравнению с вариантом пересечения границы вертикальной скважиной.

Без применения азимутальных замеров LWD или микроимиджей разделить равновероятные геологические сценарии, например, когда глинистые прослои пересекают ствол ГС или приближаются к нему, по данным только интегральных замеров не представляется возможным. Без данных азимутальных замеров наличие карбонатизированных конкреций неколлекторов в разрезе может также приводить к некорректным оценкам эффективных длин ГС.

Переслаивание песчаников и глин может давать различные отклики электрического сопротивления в зависимости от анизотропии разреза и угла наклона скважины. При возрастании угла наклона скважины до 60–70° одним из первых развивается эффект поляризации на границах пород, наблюдаемый по показаниям индукционного каротажа.

Различия полученных сопротивлений для ГС (ННС) и вертикальных скважин усложняют интерпретацию данных ГИС. За счет анизотропии, наблюдаемой во многих продуктивных коллекторах, замеры сопротивлений (ГС) ННС могут характеризоваться значительно большими значениями. Анизотропия приводит к искажению и акустических свойств разреза в его вертикальном и горизонтальном направлениях при углах более 20°.

В скважинах с большими углами наклона схема интерпретации данных ГИС должна учитывать геометрию прослоев по отношению к стволу скважины, периферическое направление и эффективный объем измерения, влияние эффекта анизотропии на показание методов, а также профиль проникновения, отклонение приборов под действием гравитации, скопление шлама в нижней части ствола скважины.

Уже на протяжении более 35 лет различные специалисты нефтегазовой отрасли и научных институтов [1–7] занимаются разработкой оптимальных

подходов к интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин. Значительный прорыв, совершенный в последние годы в вопросах численного моделирования методов ядерной геофизики и электрометрии [6–10], позволил повысить качество интерпретации каротажных данных в этих условиях, хотя и не ответил на все вопросы [11, 12]. Появление быстрых алгоритмов моделирования показаний методов ГИС дало возможность применить их к реальным данным методов, зарегистрированным в скважине [13–15].

### Программное обеспечение для интерпретации данных геофизических исследований ГС

С начала развития технологий направленного бурения стали активно развиваться подходы к оптимизации проводки и геонавигации ГС (ННС), которые впоследствии легли в основу пространственной интерпретации данных ГИС. В качестве основного подхода при планировании бурения ГС (ННС) используется моделирование откликов каротажных приборов на основании ожидаемых отложений, наблюдаемых в опорной скважине.

В настоящее время для геонавигации разработано и активно используется сервисными компаниями как собственное, так и стороннее программное обеспечение (ПО). Несмотря на широкий спектр геонавигационных услуг, специализированных программных продуктов для интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин немного: модуль 3DP программного комплекса (ПК) Techlog (Schlumberger) [6, 8], LogXD (Maxwell Dynamics) и внутренние разработки ИНГГ СО РАН [7].

Проведенный анализ показал, что большинство программных комплексов для интерпретации данных ГИС обладают программными пакетами для выполнения геонавигационных работ высокой сложности. Оценка ФЕС коллекторов в горизонтальных и скважинах с большим отходом от вертикали по-прежнему часто выполняется в программных продуктах, разработанных для интерпретации данных ГИС вертикальных скважин.

Сравнение возможностей и основных характеристик ПО для интерпретации данных LWD в горизонтальных и сильно искривленных скважинах позволяет говорить о лидирующих позициях Schlumberger (3DP Techlog) и Maxwell Dynamics (LogXD), программные продукты которых коммерциализированы.

### Развитие новых технологий пространственной интерпретации данных каротажа в горизонтальных скважинах ОАО «НК «Роснефть»

Число горизонтальных скважин в компании «Роснефть» постоянно увеличивается. Интерпретация материалов ГИС для всех ГС ведется с применением коаксиально-цилиндрической модели пласта, разработанной для вертикальных и субвертикальных скважин. Как следствие, при интерпретации каротажных данных в ГС результаты оценки ФЕС не всегда имеют достаточную точность. Для повышения точности необходимо учитывать 2D модель напластования вдоль траектории ствола горизонтальной скважины, в связи с чем в ОАО «НК «Роснефть» с 2012 г. активно развиваются новые технологии по совершенствованию имеющихся подходов к интерпретации геофизических исследований ГС с привлечением пространственного анализа 3D каротажных данных (азимутальных замеров) и построением 2D петрофизических моделей.

Первый пилотный проект, выполненный в 2012–2013 гг. в модуле 3DP ПК Techlog, показал принципиальную возможность повышения качества геолого-гидродинамической модели на основе пространственной интерпретации и, как следствие, необходимость дальнейшего развития и совершенствования имеющихся разработок [13]. В результате появилась идея второго пилотного проекта, реализованного в рамках договора «Составление методических указаний по пространственной интерпретации геофизических исследований в горизонтальных скважинах».

Физические основы методики пространственной интерпретации данных ГИС заключаются в том, что влияние вмещающих пород, угла падения и макроанизотропии в ГС и ННС с большим отходом от вертикали учитывается посредством прямого моделирования и последующей процедуры сравнения и уточнения, основанной на уравнении Морана [1]

$$R_a = \frac{\sqrt{R_h \cdot R_v}}{\sqrt{\sin^2 \theta + \frac{R_v}{R_h} \cdot \cos^2 \theta}}; \quad \lambda = \sqrt{\frac{R_v}{R_h}},$$

где  $R_a$  – кажущееся удельное электрическое сопротивление (УЭС) пласта;  $R_h, R_v$  – соответственно горизонтальное и вертикальное УЭС;  $\theta$  – угол между осью прибора и нормалью к плоскости пласта;  $\lambda$  – коэффициент анизотропии УЭС.

Общий метод определения параметров пласта заключается в нахождении среди всех возможных параметров модели одного, наилучшим образом соответствующего фактическим замерам. Относительный угол падения и анизотропия объединены и для них нельзя получить одновременное решение при использовании только коаксиальных измерений УЭС. Пересечения границ пластов, прослеживаемые по данным азимутальных замеров, дают дополнительную информацию об относительном угле падения, позволяющую отделить относительный угол падения от анизотропии. Этот эффект границ пласта основывается на корреляции расстояния от прибора до границы и относительного угла падения.

В основе методики пространственной интерпретации лежат два допущения: отсутствуют проникновение фильтрата бурового раствора в пласт и влияние скважины; глины – анизотропны, песчаники – изотропны. На основе методики, имеющих допущений и изучения мирового опыта [1–15] была проведена пространственная интерпретация данных девяти ГС Усть-Тегусского, Верхнечонского, Среднеботубинского и Ванкорского месторождений. Критерием отбора ГС для проекта являлось наличие современных азимутальных замеров во время бурения, пилотных стволов, кернового материала, отобранного из исследуемого интервала при бурении вертикальных скважин с расширенным комплексом ГИС, выполненным после завершения бурения.

На первом этапе проекта была выполнена оценка качества исходной геолого-геофизической информации всех горизонтальных скважин проекта. В связи с наличием двух кривых плотностного каротажа: интегральной кривой ГГКп, полученной по 16 секторам, и кривой ГГКп нижнего квадранта скважины (ROBB) – дополнительно был проведен их сравнительный анализ. На кросс-плотах нейтронного и плотностного каротажа наблюдалось рассеяние точек по данным нижнего сектора, что, по-видимому, связано с различными объемами и направлениями исследования. Использование интегральной кривой ГГКп (RHOV), вычисленной по 16 секторам окружности скважины, дает более строгое и упорядоченное положение точек относительно показаний естественной радиоактивности. Практически все точки вписываются в рабочую область палетки прибора ADN, что свидетельствует о необходимости комплексирования данных одного объема и направления исследования. В дальнейшем данные этой интегральной кривой использовались для оценки количественных характеристик горных пород и пространственного моделирования.

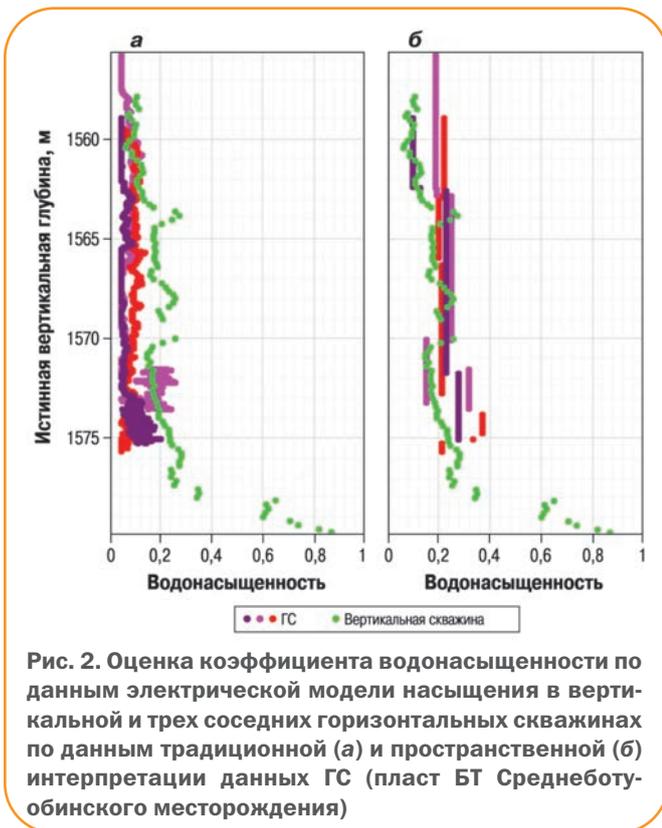
Оценить качество данных электромагнитного каротажа сложно, поскольку даже на изначально качественные данные могут влиять разнообразные факторы, например, скважина, проникновение фильтрата бурового раствора, вмещающие породы, угол падения и анизотропия горных пород. Поправки на скважину обычно незначительны, особенно при каротаже во время бурения, когда диаметр ствола близок к номинальному. Исключения составляют ситуации, когда инструмент смещен. При измерении сопротивления при каротаже во время бурения прибор ImPulse располагают в бурильной компоновке чаще всего ближе к долоту, что обеспечивает возможность вскрытия пласта в условиях отсутствия зоны проникновения. Вмещающие породы, угол падения и анизотропия оказывают различное влияние на результаты измерения кажущегося УЭС в горизонтальных и вертикальных скважинах. Поэтому на данном этапе УЭС были приняты качественными и использовались при традиционной интерпретации без изменений.

На следующем этапе была проведена стандартная интерпретация данных ГИС с применением коаксиально-цилиндрической модели изотропного пласта, разработанной для вертикальных и субвертикальных скважин. В результате получены поточечные кривые УЭС пласта  $R_p$ , коэффициентов пористости  $K_p$ , водонасыщенности  $K_v$  и проницаемости  $k_{пр}$ . Сравнение результатов интерпретации данных ГИС в ГС с аналогичными данными соседних вертикальных скважин, данными анализа керна показало значительное расхождение оценок  $R_p$ ,  $K_v$  и  $k_{пр}$  – выше погрешности их определения (рис. 2, а). Это вероятнее всего связано с анизотропией разреза и влиянием вмещающих пород. Это свидетельствует о необходимости пространственной интерпретации данных.

Затем был выполнен анализ азимутальных замеров. Все имиджи в ГС были ориентированы относительно верха скважины и обработаны с учетом особенностей аппаратуры, номинального диаметра скважины и данных кавернометрии для дальнейшей геологической интерпретации.

Непосредственно сама геологическая интерпретация имиджа ГГКп заключалась в выделении контрастных границ наиболее крупных и протяженных геологических тел с различными литологическими характеристиками, которые пересечены траекторией скважины.

Границы залегания прослоев определялись посередине аномалии синусоиды. Поскольку на имиджах ГГКп карбонатные и глинистые прослои выглядят как аномалии одного цвета, для их литологической



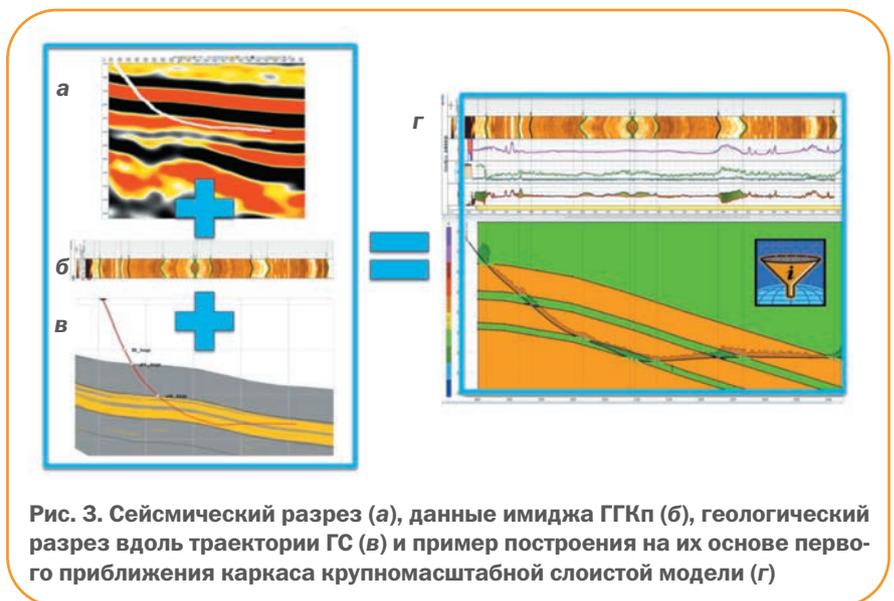
классификации использовался весь комплекс каротажных данных.

Проблема измерения относительного угла наклона по любому имиджу заключается в том, что на кажущийся угол наклона на имидже влияют глубина исследования и вертикальное разрешение измерений. Эта проблема минимизирована для скважинных микроимиджеров на кабеле за счет очень малой глубины исследования и высокого вертикального разрешения датчика. Для имиджеров плотности и сопротивления, получаемых в процессе бурения, неопределенность намного больше вследствие более низкого вертикального разрешения и большего радиуса исследования. Различие в радиусах исследования плотностного метода в песчаниках и глинах может привести к ошибочному определению углов падения пласта при относительных углах до 30°, поэтому необходимо контролировать полученные результаты, сравнивая их с углами залегания пластов по данным микроимиджеров, структурными сейсмическими поверхностями, результатами секторного геологического моделирования. В случае незначительных расхождений ре-

зультаты интерпретации углов по данным LWD имиджей можно использовать совместно с выделенными границами залегания прослоев. При значительных расхождениях в оценке углов залегания рекомендуется опираться на данные априорной информации. Кроме того, значительные расхождения могут свидетельствовать о том, что скважина пересекает границы внутренней неоднородности пласта, которые обычно прослеживаются в интервалах разреза одного литологического состава, углы залегания границ неоднородности могут отличаться от углов залегания самого пласта.

Для построения первого приближения крупномасштабной слоистой модели среды в горизонтальных скважинах исследуемых месторождений было выполнено комплексирование всего спектра геолого-геофизической информации: имиджей ГГКп во время бурения, сейсмических и геологических разрезов вдоль траектории скважины со стандартным комплексом ГИС (рис. 3). Такой подход позволил уменьшить геологические неопределенности и, как следствие, усовершенствовать методику интерпретации.

Далее свойства пластов уточненной геологической модели задавались на основе зарегистрированных данных естественной гамма-активности, плотностного и нейтронного каротажей, УЭС и др. При этом предполагалось, что показания ближнего зонда (РН16, РН22) характеризуют УЭС вскрытого скважиной прослоя и ближе к горизонтальной составляющей УЭС, а показания дальнего зонда (РН34, АН34) – сопротивление вмещающих пород и ближе по своим значениям к вертикальной составляющей УЭС. Для пластов, не затронутых траекторией, перес-



вое приближение свойств вводилось вручную на основе априорной информации. Первоначальное задание и последующий итерационный подбор вертикального и горизонтального сопротивлений в ходе пространственной интерпретации – сложная задача, напрямую зависящая от соблюдения основных допущений, а также масштабов наблюдаемой макроанизотропии разреза.

На следующем этапе работы применялась методика прямого моделирования откликов каротажных кривых ГГКп, ГК, УЭС, зависящих прежде всего от геометрии геологической структуры и ее петрофизических свойств. Критерием корректности такого моделирования является сходимость полученной синтетической и записанной в скважине фактической кривых.

Далее было выполнено уточнение крупномасштабной слоистой модели до детальной в интервалах значительных расхождений и последующая итеративная корректировка свойств слоев до достижения максимальной сходимости синтетических и фактических кривых.

Результатом итерационного процесса явилась слоистая модель среды с восстановленными ступенчатыми кривыми геофизических параметров ГГКп, НК, ГК, УЭС (рис. 4). Эти кривые отражают «восстановленные» значения геофизических параметров пластов, пересекаемых горизонтальной скважиной, свободные от влияния свойств вмещающих пород, и могут быть использованы для традиционной интерпретации и последующего геолого-гидродинамического моделирования.

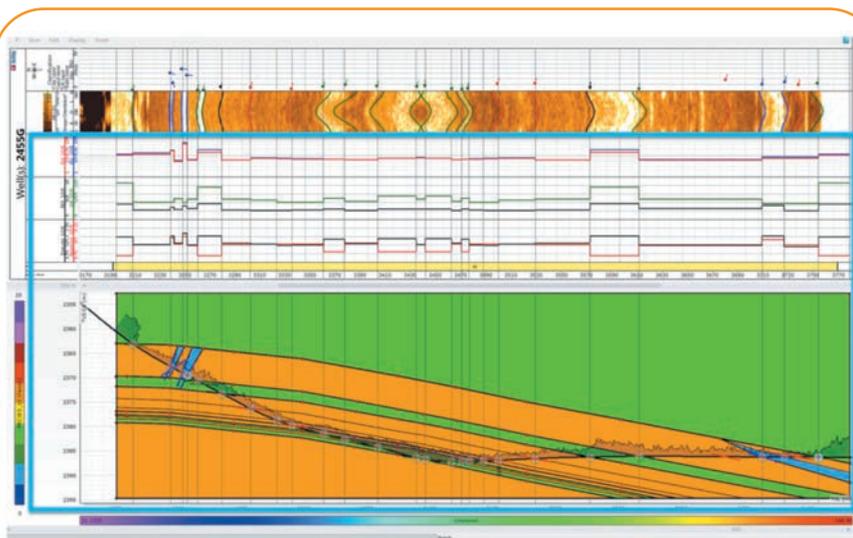
Сравнение результатов традиционной и пространственной интерпретации данных ГИС горизонтальных скважин с фактическими параметрами, определенными по керну Верхнечонского и Среднеботуобинского месторождений, показало, что использование традиционных подходов при интерпретации данных ГИС горизонтальных скважин приводит к занижению проницаемости в области ухудшенных ФЕС и ее завышению – в области улучшенных ФЕС. В то же время результаты пространственной интерпретации укладываются в «облако» керновых данных и лишены указанных недостатков.

Для оценки влияния пространственной интерпретации данных ГИС на геологическую модель было выполнено сравнение расчлененности, полученной по результатам двух вариантов интерпретации материалов ГИС и данных ГИС соседних вертикальных разведочных скважин: расчлененность  $K_{расч}$  по данным традиционной интерпретации в 5 раз и более превышает  $K_{расч}$  по соседним вертикальным скважинам, в то время как  $K_{расч}$  по результатам пространственной интерпретации сопоставимо с  $K_{расч}$  соседних скважин. Повышенная расчлененность уменьшает эффективные объемы коллектора на 4 % и, как следствие, запасы – до 3 %.

По результатам стандартной интерпретации материалов ГИС Среднеботуобинского месторождения отмечается низкая водонасыщенность вблизи ВНК по данным ГС (см. рис. 2, а). По результатам локального обновления геологической модели установлено, что в пределах полигона обновления модели при пространственной переинтерпретации

запасы уменьшаются на 4 % за счет увеличения коэффициента водонасыщенности на 24,5 %. Согласно текущей схеме разработки ГС Среднеботуобинского месторождения бурятся на расстоянии 1–3 м от ВНК, следовательно,  $K_v$  должен быть несколько выше, чем в зоне предельного насыщения, что и подтверждают результаты интерпретации в модуле 3DP ПК Techlog (см. рис. 2).

Коэффициент продуктивности, вычисленный по данным пространственной интерпретации данных ГИС с использованием уравнения С.Д. Джоши, ближе к фактическим данным, чем коэффициент продуктивности, полученный по результатам традиционной интерпретации (систематически превышал фактические данные).



**Рис. 4.** Пример восстановленных ступенчатых каротажных кривых ГГКп и НК (черная и красная кривые на нижнем треке), ГК и ФЭФ (зеленая и черные кривые на центральном треке), вертикального и горизонтального удельного электрического сопротивления (синяя и красная кривые на верхнем треке) по данным слоистой 2D модели пласта

Таким образом, использование технологии пространственной интерпретации данных ГИС позволяет повысить достоверность определения ФЕС горных пород и, как следствие, прогнозирующую способность петрофизических моделей интерпретации данных горизонтальных скважин.

## Перспективы развития технологии интерпретации данных ГИС

Дальнейшее развитие технологий интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин в первую очередь связано с развитием алгоритмов комплексной инверсии. Представляется важным использование всех кривых электромагнитного каротажа ГС для автоматического задания вертикального и горизонтального сопротивлений с учетом имеющихся ограничений метода. В дополнение к этому целесообразно ввести опцию учета результатов интерпретации данных ГИС соседних вертикальных скважин и пилотных стволов, как это выполнено в инструментах для геостиринга (априорная информация о встречающихся диапазонах изменения толщины геологических тел и их петрофизических свойств) для минимизации невязок при поиске решения и уменьшения неопределенностей.

Кроме того, необходимы учет результатов исследования анизотропии по образцам керна, что может решить некоторые проблемы при интерпретации данных геофизических исследований ГС, а также разработка моделей инверсии акустического каротажа, восстановления истинных значений продольных и поперечных волн.

Автоматический перенос геологических, сейсмических разрезов и реперных поверхностей, распространяющихся вдоль траектории горизонтальной скважины, как это сделано в инструментах для геонавигации, а также автоматизация задания свойств слоев в цикле моделирование – сравнение – уточнение (в первую очередь вертикального и горизонтального сопротивлений) позволят существенно сократить временные затраты на интерпретацию.

## Заключение

Полученные в ходе выполнения проекта результаты позволили уточнить область применения технологии пространственной интерпретации данных ГИС в ГС, а также усовершенствовать сам алгоритм интерпретации. Так, использование пространственной интерпретации для количественных оценок необходимо в случае наличия анизотропии разреза, вскрываемого стволом горизонтальной или сильно искривленной скважины, что может быть обнару-

жено в результате сравнения с результатами интерпретации данных соседних вертикальных скважин или данных горизонтальных скважин между собой.

Как было показано выше, анизотропия разреза обычно ярче всего проявляется на показаниях методов сопротивления, радиоактивные методы также подвержены ее влиянию, но масштаб этих изменений, как правило, меньше.

Результаты геологического и гидродинамического моделирования показали, что пространственная интерпретация данных ГИС даже в ее текущем виде позволяет более корректно оценивать фильтрационно-емкостные свойства макроанизотропных терригенных пород, строить геологические и гидродинамические модели и уточнять запасы, хотя и не лишена при этом определенных недостатков.

Для внедрения имеющейся технологии в производственных масштабах необходима автоматизация всего процесса моделирования – сравнения – уточнения.

## Список литературы

1. Moran J.H., Gianzero S. Effects of formation anisotropy on resistivity-logging measurements // *Geophysics*. – 1979. – № 7. – pp. 1266 – 1286.
2. Singer J.M. An Example of Log interpretation in horizontal wells. – ONGC-Schlumberger Wireline Center: The Log Analyst. – New Dehli, India, March-April. – 1992. – pp. 85-95.
3. Hal Meyer W. Interpretation of propagation resistivity logs in high angle wells. – SPWLA 39th Annual Logging Symposium. – May 26-29, 1998. – P. 1-13.
4. Overview of high-angle and horizontal well formation evaluation: issues, learnings and future directions/ Q.R. Passey, H. Yin, C.M. Rendeiro, D.E. Fitz. – SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26-29, 2005. – P. 1-15.
5. *Возможности комплекса ГИС в процессе бурения сильно пологих и горизонтальных скважин при количественных оценках емкостных параметров продуктивных пород*, Schlumberger, 2011. – Август.
6. *Formation Evaluation in High Angle and Horizontal Wells – A New and Practical Workflow* / R. Griffiths, Ch. Morriss, K. Ito [et al.]. – SPWLA 53rd Annual Logging Symposium, 2012. – June 16-20. – P. 1-16.
7. Энов М.И. Электромагнитное зондирование в наклонных и горизонтальных скважинах: численное моделирование и интерпретация практических данных. – SPE 162034.
8. *Improved Petrophysical Analysis in Horizontal Wells: From Log Modeling Through Formation Evaluation to Reducing Model Uncertainty – A Case Study* / A. Valdisturlo, M. Mele [et al.] // SPE-164881-MS.
9. *Automated resistivity inversion for efficient formation evaluation in high-angle and horizontal wells* / K. Sun, Ch. Morriss, J. Rasmus [et al.] // SPWLA 55th Annual Logging Symposium, May 18-22, 2014.

10. *Inversion-Based Interpretation of Logging-While-Drilling Resistivity and Nuclear Measurements: Field Examples of Application in High-Angle and Horizontal Wells* / O. Ijason, C. Torres-Verd n, W.E. Preeg [et al.] // *Petrophysics*. – V. 55. – N. 5 (October 2014). – P. 374–391.

11. Парфенов Н.А., Барашков С.В. Особенности интерпретации типового комплекса ГИС в горизонтальных и наклонных скважинах // В сб. «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск, 2012. – С. 404-405.

12. *Вопросы оптимизации комплекса ГИС, ПГИ и методик их обработки и интерпретации в условиях горизонтальных и сильноискривленных скважин* / К.О. Шмыгля [и др.] // Материалы семинара НАЭН, 16-17 апреля, 2012.

13. *Сравнительный анализ результатов интерпретации ГИС в горизонтальных скважинах при использовании «стандартных» приемов обработки и составлении слоистой модели вблизи ствола скважины, на примере Верхнечонского месторождения* / С.Е. Бобров, М.А. Басыров, И.А. Зырянова, А.Б. Лубинец // Материалы семинара SPE «Горизонтальные скважины», 2013, Апрель.

14. *Проблемы, состояние и перспективы развития интерпретации данных геофизических исследований в горизонтальных скважинах Российской Федерации* / Н.В. Щетинина, А.В. Мальшаков, М.А. Басыров, И.А. Зырянова // Тезисы научного семинара «Горизонтальные скважины. Проблемы и перспективы». – М.: EAGE, 2015.

15. *Электрический и электромагнитный каротаж в горизонтальных скважинах: особенности сигналов и возможности их численной инверсии* / К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, А.А. Горбатенко [и др.] // Тезисы научного семинара «Горизонтальные скважины. Проблемы и перспективы». – М.: EAGE, 2015.

## References

1. Moran J.H., Gianzero S., *Effects of formation anisotropy on resistivity-logging measurements*, *Geophysics*, 1979, no. 7 (44), pp. 1266-1286.

2. Singer J.M., *An example of log interpretation in horizontal wells*, ONGC-Schlumberger Wireline Center: The Log Analyst, New Dehli, India, March-April 1992, pp. 85-95.

3. Meyer W.H., *Interpretation of propagation resistivity logs in high angle wells*, SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, pp. 1-13.

4. Passey Q.R., Yin H., Rendeiro C.M., Fitz D.E., *Overview of high-angle and horizontal well formation evaluation: issues, learnings and future directions*, SPWLA 46th Annual Logging Symposium, 2005, June 26-29, pp. 1-15.

5. *Vozможности комплекса ГИС в процессе бурения скважин при криволинейных скважинах при криволинейных скважинах при криволинейных скважинах* (Possibilities of logging complex in the process of strongly sloping and horizontal wells drilling in the quantitative estimates of reservoir parameters of productive rocks), Schlumberger, 2011.

6. Griffiths R., Morriss Ch., Ito K., Rasmus J., Maggs Da., *Formation evaluation in high angle and horizontal wells – A new and practical workflow*, SPWLA 53rd Annual Logging Symposium, 2012, June 16-20, pp. 1-16.

7. Eпов M.I., *Electromagnetic sounding in deviated and horizontal wells: mathematical modeling and real data interpretation* (In Russ.), SPE 162034.

8. Valdisturlo A., Mele M., et al. *Improved petrophysical analysis in horizontal wells: From log modeling through formation evaluation to reducing model uncertainty – A case study*, SPE-164881-MS.

9. Sun K., Morriss Ch., Rasmus J., Ito K., Asif Sh., Griffiths R., Maggs D., Omeragic D., Crary S., Abubakar A., *Automated resistivity inversion for efficient formation evaluation in high-angle and horizontal wells*, SPWLA 55th Annual Logging Symposium, 2014, 18-22 May.

10. Ijason O., Torres-Verd n C., Preeg W.E., Rasmus J., Stockhausen E.J., *Inversion-based interpretation of logging-while-drilling resistivity and nuclear measurements: Field examples of application in high-angle and horizontal wells*, *Petrophysics*, V. 55, no. 5 (October 2014), pp. 374–391.

11. Parfenov N.A., Barashkov S.V., *Osobennosti interpretatsii tipovogo kompleksa GIS v gorizontaľnykh i naklonnykh skvazhinakh* (Features of standard well survey interpretation in horizontal and deviated wells), Collected papers “Problemy geologii i osvoeniya nedr” (Problems of geology and mineral resources development), Tomsk, 2012, pp. 404-405.

12. Shmyglya K.O. et al., *Voprosy optimizatsii kompleksa GIS, PGI i metodik ikh obrabotki i interpretatsii v usloviyakh gorizontaľnykh i sil'noiskrivlennykh skvazhin* (Questions of optimization of logging complex, field geophysical survey and methods of their processing and interpretation in of horizontal and highly deviated wells), Proceedings of NAEN workshop, 16-17 April, 2012.

13. Bobrov S.E., Basyrov M.A., Zyryanova I.A., Lubinets A.B., *Sravnitel'nyy analiz rezul'tatov interpretatsii GIS v gorizontaľnykh skvazhinakh pri ispol'zovanii «standartnykh» priemov obrabotki i sostavlenii sloistoy modeli vblizi stvola skvazhiny, na primere Verkhnechonskogo mestorozhdeniya* (Comparative analysis of well logging interpretation in horizontal wells using a «standard» methods of processing and compilation of a layered model near the wellbore, the example of Verkhnechonskoe field), Proceedings of SPE Workshop “Gorizontaľnye skvazhiny” (Horizontal wells), 2013, April.

14. Shchetinina N.V., Mal'shakov A.V., Basyrov M.A., Zyryanova I.A., *Problemy, sostoyanie i perspektivy razvitiya interpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy v gorizontaľnykh skvazhinakh Rossiyskoy Federatsii* (Problems, state and prospects of development of well logging interpretation in horizontal wells of the Russian Federation), Proceedings of EAGE workshop «Gorizontaľnye skvazhiny. Problemy i perspektivy» (Horizontal wells. Problems and prospects), Moscow, 20-21 October 2015.

15. Sukhorukova K.V., Arzhantsev V.S., Gorbatenko A.A., Nikitenko M.N., Eпов M.I., *Elektricheskiy i elektromagnitnyy karotazh v gorizontaľnykh skvazhinakh: osobennosti signalov i vozможности ikh chislennoy inversii* (Electric and electromagnetic logging in horizontal wells: features of signals and possibilities of their numerical inversion), Proceedings of EAGE workshop «Gorizontaľnye skvazhiny. Problemy i perspektivy» (Horizontal wells. Problems and prospects), Moscow, 20-21 October 2015.

# Перспективы использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования

**А.В. Гагарин, к.т.н., Р.К. Газизов, д.ф.-м.н., Н.О. Новиков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
К.В. Кудашов, В.П. Филимонов (ОАО «НК «Роснефть»)**

**Ключевые слова:** геологическое моделирование, горизонтальные скважины, геофизические исследования скважин, сопровождение бурения

**Key words:** geological modeling, horizontal wells, well logs, geosteering

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

## Введение

В последние годы в ООО «РН-УфаНИПИнефть» создано несколько инструментов<sup>1</sup> для построения геологических моделей месторождения. Изначально такие инструменты создавались как программные модули (ПМ) к геологическому пакету Petrel, позже – как часть пакета гидродинамического моделирования «РН-КИМ». Они предназначены для обработки данных геофизических исследований скважин (ГИС). В качестве примера можно отметить модули пространственного анализа и распознавания форм каротажа, оперативной стандартизации и нормировки ГИС и распространения свойств в межскважинном пространстве.

Указанные модули ориентированы в первую очередь на работу с данными вертикальных и наклонно направленных скважин (ННС). Вместе с тем в настоящее время все большее значение при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС) приобретает бурение горизонтальных скважин (ГС). В настоящее время модель системы разработки с преимущественным применением ГС характеризуется большей неопределенностью геологических свойств, чем модели систем с ННС. В связи с этим для повышения качества и точности создаваемых геологических моделей предстоит выработать механизмы, позволяющие использовать данные ГС в полном объеме.

Некоторые данные, полученные при исследованиях ГС, используются в программном модуле «Горизонт+», разработанном в 2013 г. специалистами ООО «РН-УфаНИПИнефть» для геологического со-

провождения бурения. Вместе с тем данные комплекса ГИС, реализуемого при бурении ГС, имеют много особенностей, учет которых в настоящее время невозможен в рассматриваемых модулях. Вопросы использования таких данных и их интерпретации в настоящее время уделяется много внимания в специализированной литературе [1, 2].

В данной статье рассмотрены возможности применения данных ГС в геологических модулях, разработанных в ООО «РН-УфаНИПИнефть»<sup>1</sup>, а также перспективы развития этих модулей с целью использования для построения адекватных моделей.

## Программный модуль «Горизонт+» для геологического сопровождения бурения

Бурение горизонтальной скважины представляет собой дорогостоящий и сложный комплекс мероприятий, конечная эффективность которых в первую очередь определяется нахождением оптимальной траектории ствола скважины в целевом пласте (геонавигацией в процессе бурения). Поэтому для геологического сопровождения бурения применяются алгоритмы цифрового моделирования структуры пласта и идентификации его положения относительно ствола ГС, позволяющие прогнозировать направление бурения и осуществлять его контроль в реальном времени. Кроме того, важными этапами геонавигации являются загрузка исходных данных инклинометрии и геофизических исследований (как правило, обновляемых в реальном времени) интересующих скважин, их геологическая корреляция, формирование отчета и др. [3].

<sup>1</sup>Разработка велась в рамках реализации Целевого инновационного проекта ОАО «НК «Роснефть» по заказу Департамента разработки месторождений.

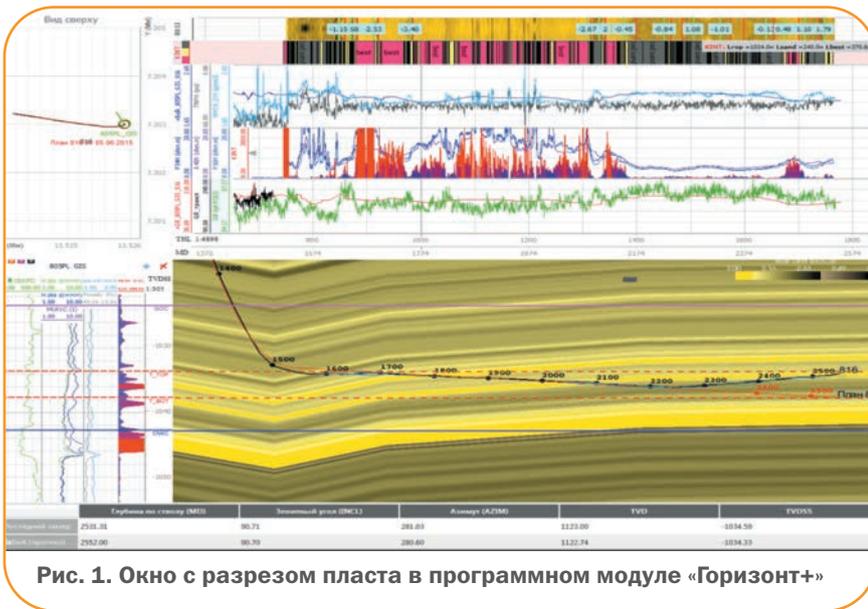


Рис. 1. Окно с разрезом пласта в программном модуле «Горизонт+»

В 2013 г. в ООО «РН-УфаНИПИнефть» была начата разработка ПМ «Горизонт+» для объединения всех необходимых для геонавигации инструментов и возможностей на базе современных технологий разработки математического программного обеспечения (рис. 1). Модуль может функционировать на различных платформах, в настоящее время поддерживаются операционные системы Windows и Linux.

Процесс геонавигации, реализованный в ПМ «Горизонт+» и аналогичных ему решениях, основан на применении метода двумерного синтетического каротажа (ДСК), включающего следующие этапы.

1. Выбор опорной скважины (желательно с траекторией, близкой к вертикальной), расположенной вблизи ГС, в которой во всем целевом интервале глубин выполнен каротаж.

2. Построение модели пласта, имеющей во всех точках по латерали точно такое же строение, как и в точке нахождения опорной скважины. Иными словами, происходит «плоско-параллельное» распространение данных ГИС опорной скважины на весь моделируемый пласт (см. рис. 1).

3. Вычисление синтетического каротажа вдоль траектории ГС путем ее пересечения с полученной моделью пласта.

4. Визуальное сравнение данных синтетического каротажа с фактическими, полученными в процессе бурения ГС.

5. Корректировка (идентификация) структуры пласта в выбранных геологом точках для достижения минимального расхождения между синтетическим и фактическим каротажем.

Главным недостатком метода ДСК является использование простейшего алгоритма распространения свойств пласта, которые определяются по одной

опорной скважине без учета данных по окружающим скважинам. При наличии данных по двум опорным скважинам геолог вынужден «переключаться» между ними в зависимости от многих факторов, таких как близость бурящегося участка ГС к конкретной опорной скважине, соответствие модели пласта, полученной методом ДСК, его реальному строению и др.

Кроме того, во время идентификации структуры пласта геолог часто полагается на результаты геологической корреляции (нахождения отбивок прослоев) имеющихся опорных скважин. Геологическая корреляция скважин и идентификация структуры пласта – достаточно трудоемкие процессы, подверженные влиянию субъективного фактора, так как выполняются геологом вручную.

При разработке ПМ «Горизонт+» в него была заложена основа для применения современных алгоритмов моделирования свойств пласта, одновременно учитывающих данные множества опорных скважин (в качестве альтернативы методу ДСК). В частности, «Горизонт+» оперирует с трехмерной моделью пласта, в то время как для ДСК достаточно двумерного моделирования в апсидальной плоскости. Благодаря этому в настоящее время модуль позволяет строить разрез пласта, включающий ствол ГС, на основе загружаемой извне расчетной сетки (поддерживается формат GRDECL); рассчитывать синтетический каротаж на основе загруженного куба свойств (распределения свойств пласта на расчетной сетке); передавать данные о трехмерной модели пласта и траекториях скважин в модуль RexLab для построения секторной гидродинамической модели.

Целью дальнейшего развития ПМ «Горизонт+» является реализация новой парадигмы геологического сопровождения бурения ГС, направленной на повышение качества геонавигации за счет полноценного использования всех имеющихся данных по скважинам и применения алгоритмов геостохастического моделирования пласта, а также на снижение трудозатрат и влияния субъективного фактора путем автоматизации рутинных задач. В связи с этим можно выделить следующие направления развития модуля.

1. Использование алгоритмов автоматизированной геологической корреляции скважин для оценки положения геологических контактов.
2. Применение алгоритмов распространения свойств в межскважинном пространстве с учетом множества

опорных скважин (в частности, спектрального моделирования ГИС) как альтернативы методу ДСК.

3. Моделирование структуры пласта с использованием различных структурных поверхностей, в том числе полученных из отбивок геологических контактов в скважинах.

4. Реализация геомеханической модели устойчивости ствола скважины при бурении.

5. Решение задач выбора оптимальных плановой и фактической траекторий ГС с учетом геомеханических эффектов и возможных последующих ГРП.

6. Построение не только синтетических кривых ГИС, но и синтетических азимутальных имиджей, полезных при идентификации структуры пласта и интерпретации данных ГИС горизонтальной скважины [2].

После завершения бурения вся входная (данные инклинометрии и ГИС, область моделирования) и выходная информация (поверхности кровли, подошвы, геологических контактов, синтетические данные ГИС и имиджи, результаты моделирования пласта) может быть использована для локального обновления постоянно действующей геолого-гидродинамической модели.

**Модуль автоматизированной геологической корреляции по комплексу ГИС**

Данный программный модуль, разработанный в 2012 г. авторским коллективом сотрудников ООО «РН-УфаНИПИнефть» под руководством А.А. Яковлева и А.Л. Штангеева, предназначен для пространственного анализа и распознавания форм каротажа с целью автоматизации операций отбивки пластов в скважинах (геологической корреляции) по комплексу ГИС (рис. 2). Его использование способствует сокращению рисков неверной оценки технологических показателей при построении геолого-гидродинамических моделей и повышению качества разработки.

Основные алгоритмы основаны на использовании методов теории вейвлетов, обработки и распознава-

ния изображений, а также методов теории вероятностей и математической статистики. Суть реализованного алгоритма автоматической корреляции заключается в том, что на каротажных кривых ищутся подобные участки в пространстве коэффициентов вейвлет-разложения. Алгоритм позволяет по известным отбивкам (зонам) в около 10 % опорных скважин провести отбивку пластов по остальным скважинам. Корреляция скважин может выполняться по опорной сетке скважин и заданному разрезу. Для сопоставления данных геофизических исследований в различных скважинах проводится предварительная обработка этих данных, а именно:

- двойная разностная нормировка для обработки кривых ГИС с выделением линий глин и песков (как правило, применяется для гамма-каротажа);
- стандартизация кривых ГИС для анализа полноты информации, построения карт трендов и средних квадратических отклонений, непосредственно стандартизации;
- нормировка индукционного каротажа с использованием бокового каротажа для вычисления удельного электрического сопротивления;
- увязка данных ГИС – ГИС для совмещения данных ГИС по глубинам.

Приведенные инструменты могут быть использованы для обработки результатов геофизических исследований ГС. Однако необходимо учитывать следующие особенности:

- относительно небольшой целевой интервал глубин прохождения горизонтального ствола затрудняет проведение стандартизации и нормировки данных (отсутствуют опорные пласты, каротажные диаграммы зарегистрированы только в целевом интервале);
- напрямую совместно использовать данные геофизических исследований ГС и ННС для стандартизации и нормировки нельзя; необходимы некоторые преобразования.

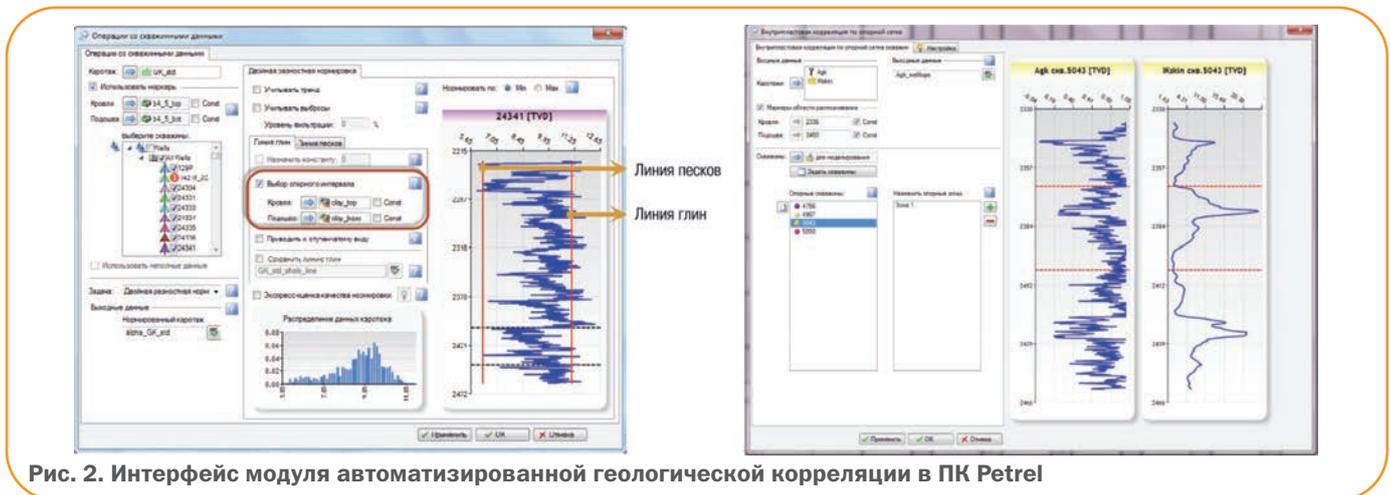


Рис. 2. Интерфейс модуля автоматизированной геологической корреляции в ПК Petrel

## Модули распространения свойств в межскважинном пространстве

Ключевой задачей при построении геологической модели является определение свойств пласта в межскважинном пространстве. Для этого в современных пакетах геологического моделирования используются геостохастические алгоритмы, основанные на работах Ж. Матерона и его учеников [4, 5].

Одним из наиболее распространенных стохастических алгоритмов является алгоритм последовательного гауссового стохастического моделирования (ПГСМ), который позволяет строить обусловленные равновероятностные реализации геологического поля, совпадающие с эмпирическими значениями в пределах скважин, а также имеющие вероятностные характеристики (тренд, ковариация, вариограмма), вычисленные из эмпирических данных. Индикаторный алгоритм ПГСМ позволяет моделировать категориальные поля, в виде которых может быть представлена фациальная структура пласта.

Основанные на ПГСМ алгоритмы в литературе называются пиксельными, так как они используют случайный путь обхода каждой расчетной ячейки (пикселя) геологической модели. Данная особенность теоретически позволяет учитывать данные горизонтальных скважин (некоторое подмножество пикселей модели заполняется эмпирическими значениями, которыми должно быть обусловлено случайное поле). В то же время широко распространенные программы для геологического моделирования, как правило, не адаптированы к использованию информации, полученной в ГС, и часто она просто игнорируется. Кроме того, алгоритм ПГСМ обладает рядом недостатков, среди которых можно выделить субъективность выбора параметров алгоритма (радиус вариограммы, порог, эффект самородка и др.), обуславливающую отсутствие повторяемости в моделях, построенных разными геологами; большую вычислительную сложность и трудность распараллеливания алгоритма.

В связи с этим в ООО «РН-УфаНИПИнефть» был разработан новый алгоритм и соответствующий модуль геостохастического моделирования с использованием спектрального представления случайной переменной и стационарных случайных полей [6]. Данный алгоритм предназначен для применения в рамках нового подхода к геологическому моделированию, предполагающего построение трехмерных полей различ-

ного типа ГИС, на основе которых строится литологическая модель и вычисляются все необходимые ФЕС пласта (рис. 3).

Разработанный алгоритм спектрального моделирования ГИС включает следующие основные этапы.

1. Построение куба тренда по методу *K* ближайших соседей на основе эмпирических данных ГИС.
2. Удаление тренда из данных ГИС. В результате предполагается, что среднее значение каротажа в каждой точке равно нулю и выполняется необходимое условие стационарности случайного поля.
3. Разложение эмпирических данных ГИС в ряд Фурье и выбор заданного числа наиболее значимых коэффициентов разложения, необходимых для последующего восстановления кривых с требуемой точностью.
4. Стохастическое моделирование двумерных полей коэффициентов разложения кривых ГИС. В результате в ячейке модели по латерали вычисляется полный набор коэффициентов разложения.
5. Из полученных полей коэффициентов в каждой точке (пикселе) модели по латерали восстанавливается кривая ГИС по всей глубине моделируемой области по оси *Z*. В результате получается трехмерный куб ГИС.

6. К полученному кубу ГИС добавляется тренд, вычисленный на этапе 1.

Специфика алгоритма (этапы 3–5) предполагает, что траектория скважины должна быть строго вертикальной, а данные ГИС – определены на всей области моделирования по оси *Z*. Последний недостаток был устранен после модификации алгоритма в 2015 г. Однако в настоящее время игнорирование фактической траектории скважины (предполагается, что все скважины вертикальные) не позволяет

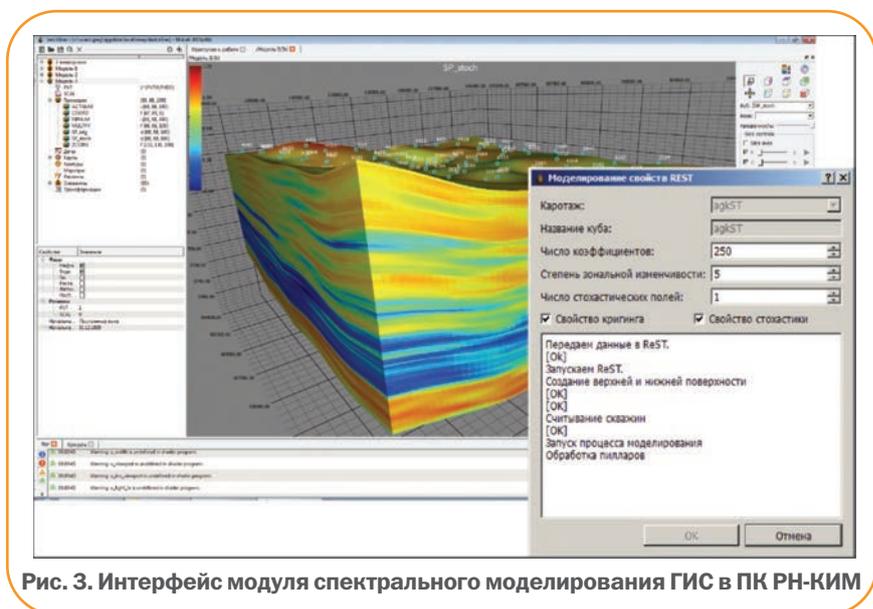


Рис. 3. Интерфейс модуля спектрального моделирования ГИС в ПК РН-КИМ

учитывать данные горизонтальных скважин в процессе спектрального моделирования ГИС.

В связи с этим актуальна разработка нового подхода к спектральному моделированию трехмерных геофизических полей, который позволил бы корректно учитывать траектории горизонтальных скважин без перехода к двумерным полям коэффициентов разложения кривых ГИС в ряд Фурье. При этом необходимо учитывать, что в отличие от ННС, где кривые каротажа записываются по отдельным участкам, параллельным напластованию, в ГС происходит усреднение данных нескольких параллельных прослоев. Это приводит, с одной стороны, к дополнительным трудностям при интерпретации [2], а с другой, – открывает дополнительные возможности для получения новой информации.

Например, анализ данных нейтронного каротажа может быть использован для оценки плотности распространения уплотнений в коллекторе (карбонатизации). При этом каротажную диаграмму, записанную в ГС, можно разделить на две части: субвертикальную (условную ННС) и субгоризонтальную (целевой пласт ГС). Далее статистический анализ кривых ГИС по множеству субвертикальных и субгоризонтальных участков можно использовать для оценки размеров и распределения карбонатных уплотнений в модели пласта.

## Выводы

1. В связи с активным развитием и распространением технологии горизонтального бурения корректное использование данных геофизических исследований ГС приобретает все большее значение.

2. Существенная часть информации о ГС поступает во время бурения, поэтому ПМ «Горизонт+» целесообразно интегрировать с корпоративным пакетом геологического моделирования для оперативного обновления геологической модели по результатам гео-навигации.

3. Горизонтальная скважина с проведенным современным комплексом ГИС должна стать источником фактической количественной (пористость и др.) и качественной информации. Использование данных ГС для учета пространственной неоднородности и применения этой информации в алгоритмах позволит приблизить выполняемые построения к реальной картине геологического пространства.

4. Развиваемые корпоративные программные модули геологического моделирования могут быть усовершенствованы с целью корректного использования данных ГС. В частности, необходимо модифицировать алгоритм спектрального моделирования для его ис-

пользования в задачах построения геологических моделей месторождений по данным геофизических исследований ГС.

5. Применению данных исследований ГС в 3D геологическом моделировании препятствует недостаточное развитие методик интерпретации.

## Список литературы

1. *Petrophysics in High Angle and Horizontal Wells* / D. Maggs, S. Lattuada, R. Griffiths [et al.] // *GeO ExPro*, 2014. – February. – P. 60-63.
2. Проблемы, состояние и перспективы развития интерпретации данных ГИС горизонтальных скважин в РФ / Н.В. Щетинина, А.В. Мальшаков, М.А. Басыров, И.А. Зырянова. – В кн. Горизонтальные скважины. Проблемы и перспективы: материалы науч. семинара EAGE, Москва, 20-21 октября 2015.
3. Стандарт компании ОАО «НК «Роснефть» № П2-10 С-001 версия 3.00. Геологическое сопровождение бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений
4. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 460 с.
5. *Deutsch C.V., Journal A.G. GSLIB, Geostatistical software library and User's guide.* – New York: Oxford university press. 1992. – 340 p.
6. Байков В.А., Бакиров Н.К., Яковлев А.А. Новые подходы в теории геостатистического моделирования // Вестник УГАТУ. – 2010. – Т. 37. – № 2. – С. 209-215.

## References

1. Maggs D., Lattuada S., Griffiths R., Mele M., Valdisturlo A., *Petrophysics in high angle and horizontal wells*, Proceedings of GeO ExPro, 2014, February, pp. 60-63.
2. Shchetinina N.V., Mal'shakov A.V., Basyrov M.A., Zyryanova I.A., *Problemy, sostoyaniye i perspektivy razvitiya interpretatsii dannykh GIS gorizontallykh skvazhin v RF* (The problems, the state and prospects of development of horizontal well log data interpretation in Russia), Proceedings of EAGE seminar "Gorizontallye skvazhiny. Problemy i perspektivy" (Horizontal wells. Problems and Prospects), Moscow, 20-21 October 2015.
3. Rosneft Oil Company OJSC standard no. P2-10 S-001 V. 3.00 "Geologicheskoe soprovozhdeniye bureniya gorizontallykh skvazhin i bokovykh gorizontallykh stvolov pri razrabotke neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy" (Geological support for drilling horizontal wells and horizontal sidetracks in the development of oil and gas deposits).
4. Matheron Zh., *Fundamentals of applied geostatistics* (translation from French), Moscow – Izhevsk: Publ. of NITs "Regulyarnaya i khaotichnaya dinamika", 2009, 460 p.
5. Deutsch C.V., *Journal A.G. GSLIB, Geostatistical software library and User's guide*, New York: Oxford university press, 1992, 340 p.
6. Baykov V.A., Bakirov N.K., Yakovlev A.A., *New methods in the theory of geostatistical modelling* (In Russ.), Vestnik UGATU, 2010, V. 37, no. 2, pp. 209-215.

# Геофизическое сопровождение эксплуатации действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском месторождении: текущее состояние и перспективы развития

Р.К. Яруллин, Р.А. Валиуллин  
(Башкирский гос. университет, ООО НПФ «ГеоТЭК»),  
Б.А. Дармаев (ПАО «Верхнечонскнефтегаз»)

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, геофизические исследования, работающие интервалы пласта, термогидродинамический симулятор, скважинная аппаратура, интерпретационные критерии

**Key words:** horizontal well, production well logging, inflow intervals, thermodynamic simulator, downhole equipment, interpretational criteria

Адрес для связи: rk@geotec.ru

## Введение

Широкое внедрение горизонтального бурения в системе разработки нефтегазовых месторождений сформировало новое направление в промысловой геофизике – геофизические исследования действующих горизонтальных скважин (ГИДГС). Основным фактором, обуславливающим успешность таких исследований, является обоснованный выбор аппаратно-технологического комплекса и способов воздействия на скважину. Анализ результатов ГИДГС на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) подтвердил, что выбор средств доставки скважинной аппаратуры на забой скважины, режимы работы скважины и последовательность замеров в комплексе с применяемой аппаратурой определяют информативность исследований, обоснованность и достоверность их результатов.

Первоначально эксплуатация месторождения велась в условиях низкой или нулевой обводненности продукции, и основной задачей геофизиков был поиск интервалов поступления газа в горизонтальный ствол. В дальнейшем в связи с применением заводнения была сформирована новая задача – поиск источников обводнения продукции горизонтальных скважин.

Как показала практика, технологические приемы проведения исследования, а также интерпретационные признаки и критерии выделения работающих интервалов, успешно используемые для низкодебит-

ных и высокообводненных скважин месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири, в условиях Верхнечонского НГКМ неприменимы [1]. Прямое перенесение прошлого опыта на новые условия либо не дает результата, либо приводит к ошибочным заключениям.

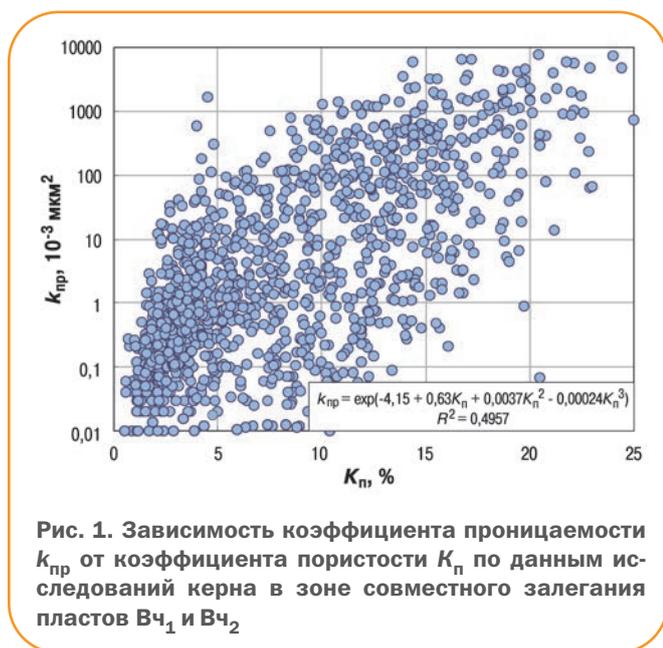
В связи со сложными геолого-промысловыми условиями Верхнечонского НГКМ геологическими службами недропользователя были запланированы и проведены методические работы по совершенствованию технологии геофизических исследований. Работы выполнялись с привлечением специалистов ООО НПФ «ГеоТЭК» и кафедры геофизики Башкирского государственного университета и включали следующие этапы:

- изучение геологических особенностей месторождения, теоретическое моделирование термогидродинамических полей в скважине и пласте, разработка интерпретационных критериев;
- разработка технологических схем проведения работ в скважине;
- выполнение комплекса опытно-методических работ в скважинах;
- разработка методических указаний и обучение специалистов геологических служб недропользователя и сервисных геофизических предприятий;
- методическое сопровождение работ на стадии внедрения.

В результате были выработаны методические рекомендации, определяющие технологию проведения исследований и алгоритмы интерпретации с учетом текущих геолого-промысловых условий Верхнечонского НГКМ и фактического состояния скважин.

### Геолого-промысловые условия Верхнечонского НГКМ

Верхнечонское месторождение многопластовое, по степени геологического строения сложное. Характерной особенностью строения залежей в пластах верхнечонского горизонта является тектоническое экранирование. Месторождение разбито серией малоамплитудных, практически субвертикальных разломов на семь отдельных секторообразных блоков. Один из западных блоков разбит двумя поперечными разломами еще на три части. Всего выделено девять самостоятельных блоков. В эксплуатации находятся пласты В<sub>ч1</sub> и В<sub>ч2</sub>, их толщина изменяется от 0 до 23 м. По составу пласты неоднородные, плохо отсортированные. Диапазон изменения фильтрационно-емкостных параметров пластов представлен на рис. 1.



Разброс проницаемости весьма широк и слабо коррелирует с коэффициентом пористости, что осложняет прогнозирование реальной проницаемости по результатам геофизических исследований.

Промышленная эксплуатация горизонтальных скважин на месторождении показала, что средний дебит изменяется в широком диапазоне от 30 до 500–700 м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор по результатам устьевых замеров – от 50 до 700 м<sup>3</sup>/т, в отдельных случаях превышая 1000 м<sup>3</sup>/т, в среднем составляя

70–150 м<sup>3</sup>/т. Зафиксированная в ходе промыслово-геофизических исследований (ПГИ) депрессия на пласт в работающей скважине не превышает 2 МПа. Пластовое давление в зависимости от блока составляет 14,8–15,2 МПа, давление насыщения практически совпадает с пластовым. На первой стадии эксплуатации месторождения доля воды в продукции, как правило, не превышала 0,05 %, в дальнейшем по ряду скважин достигла 70 % и более.

В связи с существенным изменением состава продукции скважин менялись и задачи ПГИ. На начальной стадии в безводный период – локализация интервалов прорыва газа в горизонтальный ствол, в дальнейшем – поиск источников обводнения продукции. В связи с изменением задачи корректировалась и схема проведения работ, и требования к аппаратно-технологическому комплексу.

### Результативность ПГИ горизонтальных скважин на стадии безводной эксплуатации

Первые ГИДГС Верхнечонского НГКМ выполнялись с применением традиционной аппаратуры для вертикальных фонтанирующих скважин. Однако по данным этих исследований невозможно определить работающие интервалы пласта и локализовать интервалы поступления газа. Основная проблема низкой информативности исследований заключается в непригодности традиционной аппаратуры, используемой в вертикальном стволе, для работы в условиях многофазного потока в горизонтальных скважинах (ГС) в сочетании с неблагоприятными геолого-промысловыми условиями для формирования значимых термоаномалий для эффективного применения термометрии [2]. Результаты математического моделирования установившихся температурных полей в пласте и горизонтальном участке работающей на притоке скважины показали, что в условиях Верхнечонского НГКМ на безводной стадии эксплуатации за счет разгазирования нефти в пласте значительные температурные аномалии в зонах притока отсутствуют.

Результаты тестирования традиционных механических расходомеров на термогидродинамическом стенде Башкирского государственного университета в условиях двух- или трехфазного потока показали их низкую информативность или полную неспособность для количественных определений. Это обусловлено расслоением потоков, образованием застойных зон и обратных потоков на перегибах траектории ГС. Таким образом, потокометрические исследования, выполненные только в режиме притока,

не обеспечивают требуемую информативность для решения практических задач.

Однако результаты моделирования нестационарных температурных полей показали, что кратковременная остановка скважины на 10–16 ч формирует благоприятные условия для выделения интервалов поступления газа по остаточным аномалиям охлаждения, регистрируемым серий температурных замеров, выполненных после прекращения отбора. Причем амплитуда температурных аномалий и темп их расформирования позволяют локализовать интервалы прорыва свободного газа и интервалы разгазирования в ближней зоне пласта [3]. Величина и темп формирования таких аномалий зависят как от фильтрационных параметров пласта, так и от PVT-свойств фильтрующегося флюида и режима эксплуатации скважины.

Дополнительные сложности возникают в связи формированием в ГС локальных пачек нефти, газа и застойной воды, которые влияют на динамику формирования температурных полей в стволе скважины. Эта проблема решается применением распределенных датчиков температуры, состава и локальной скорости потока, что повышает информативность исследований и снижает риск некорректного заключения по причине недостатка данных [4, 5]. Такой комплекс методов частично реализован в специализированной аппаратуре с распределенными датчиками состава, например, в приборах российского производства АГАТ-КГ-42, СОВА С9ВЛ6 или их аналогах. В данном классе приборов зарубежные разработки представлены компанией Schlumberger (PLT-06 с модулями, FSI) и Baker Hughes (Sondex MAPS или Polaris).

По результатам математического моделирования и физических экспериментов на стенде разработана методика проведения исследований в горизонтальных скважинах Верхнечонского НГКМ на стадии безводной эксплуатации и алгоритмы интерпретации полученных данных. Результаты практического опробования методики ПГИ в условиях газопроявления на безводной стадии приведены на рис. 2. Интерпретация материалов ПГИ выполнена путем сопоставления с результатами моделирования тер-

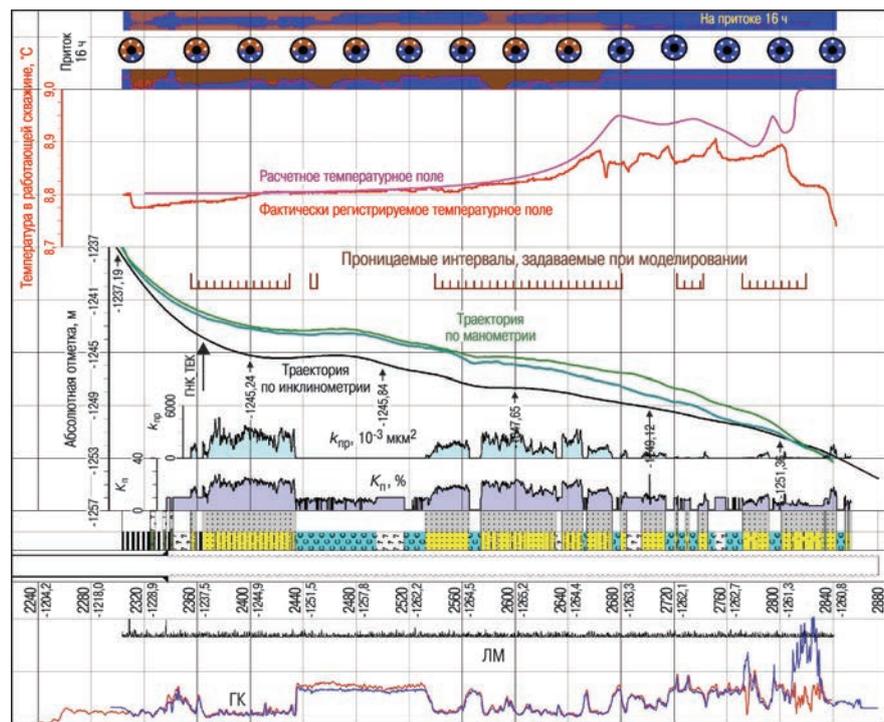


Рис. 2. Результаты ПГИ в длительно работающей и остановленной скважинах

могидродинамических процессов на специализированном симуляторе при отсутствии данных механического расходомера.

Ствол скважины обсажен эксплуатационной колонной диаметром 178 мм до глубины 2338 м. В интервале горизонтального ствола 2338–2874,5 м диаметр открытого ствола равен 152,4 мм. Пластовое давление в продуктивном интервале составляет 14,2 МПа, давление насыщения (начала разгазирования) – 15,5 МПа. Газовый фактор по глубинным пробам (по месторождению) составляет 98,07 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти при нормальных условиях – 0,852 г/см<sup>3</sup>. По устьевым замерам дебит нефти находится в пределах 250–270 т/сут, газовый фактор – 50–80 м<sup>3</sup>/т, обводненность – менее 0,03 %. Скважина находилась в работе в режиме фонтанирования при забойном давлении, равном 13,2 МПа.

Как видно из рис. 2, температурное поле, регистрируемое в работающей скважине, в целом совпадает с результатами моделирования на симуляторе. Незначительные расхождения термограмм в призабойной зоне связаны с малодобитными локальными притоками смеси нефть+газ и их всплыванием по верхней образующей ствола скважины через застойную воду. Расхождение фактической и расчетной температуры в интервале 2320 – 2400 м обусловлено изменением угла наклона ствола скважины и формированием расслоенного потока газ+нефть+вода, при котором вода циркулирует по

замкнутому циклу с образованием обратных потоков. Такой процесс в симуляторе не заложен и не моделируется.

На рис. 3 приведен пример исследования скважины, эксплуатируемой фонтанным способом, выполненный с учетом результатов численного моделирования температурных полей после остановки. Текущий дебит по устьевым замерам – 229 м<sup>3</sup>/сут, плотность нефти – 0,852 г/см<sup>3</sup>, обводненность менее 0,03 %. Исследования проводились с применением аппаратуры АГАТ КГ-42 на гибких НКТ (ГНКТ) в работающей скважине после закрытия задвижки и повторного пуска. Забойное давление в работающей скважине составило 13,5 МПа, после кратковременной остановки поднялось до 14,1 МПа, выход на пластовое давление не завершён. Максимальный перепад давления при ПГИ – 0,65 МПа. Как и в предыдущем примере, механический расходомер не работает, а температурное поле в режиме установившегося притока мало информативно.

Для удобства анализа термограмм на планшет вынесена расчетная геотермограмма, построенная с учетом траектории ГС с привязкой по абсолютной температуре на забое. Как видно из рис. 3, на термограммах наблюдаются как аномалии охлаждения в работающей скважине (красная кривая), так и остаточные аномалии охлаждения работающих интервалов, выделяемые по термограммам, зарегистрированным после остановки. С учетом модельных исследований можно утверждать, что процесс разгазирования фильтрующейся нефти в интервалах охлаждения протекает в пласте, газовый фактор превышает 100 м<sup>3</sup>/т, а коэффициент Джоуля – Томсона отрицательный. Интервалы притока свободного газа локализованы с учетом границ

термоаномалий, траектории ГС и данных ПГИ открытого ствола.

В ходе проведения работ в скважинах в безводный период было установлено, что в высокодебитных скважинах, эксплуатируемых фонтанным способом, установка ГНКТ, используемая для спуска прибора на забой ГС, существенно искажает режим работы скважины из-за «штуцирования» внутреннего сечения НКТ, в исключительных случаях – вплоть до прекращения фонтанирования. Таким образом, расходные параметры ГС, полученные с применением ГНКТ, соответствуют тому режиму работы скважины, который наблюдался в ходе проведения исследований. Применение забойного трактора не вносит значимых искажений в работу скважины и обеспечивает прохождение прибора до текущего забоя при отсутствии механических загрязнений в стволе.

**Развитие технологии исследований и методики интерпретации в условиях обводнения продукции действующих горизонтальных скважин**

Наличие в продукции воды существенно осложняет проведение работ и интерпретацию полевых материалов. В частности, содержание воды в продукции выше определенного уровня обуславливает переход на работу с УЭЦН, а геофизические исследования в действующей скважине проводятся с применением технологии Y-tool + ГНКТ [6]. В результате изменяются термогидродинамические эффекты в пласте и скважине, а следовательно, и алгоритмы интерпретации. По результатам математического моделирования вода, имеющая высокую теплоемкость, «перебивает» температурные аномалии, формируемые газонефтяной смесью.

На рис. 4. приведен пример моделирования на симуляторе температурного поля, фазосодержания и локальных скоростей потока с учетом реальной траектории горизонтального ствола действующей скважины при обводнении «пятки» [7]. Моделировался приток смеси нефти и газа в интервале 4000–4200 м и воды – в интервале 3500–3800 м. Дебит газа при забойном давлении задавался равным 25 м<sup>3</sup>/сут, нефти – 25 м<sup>3</sup>/сут, воды – 50 м<sup>3</sup>/сут.

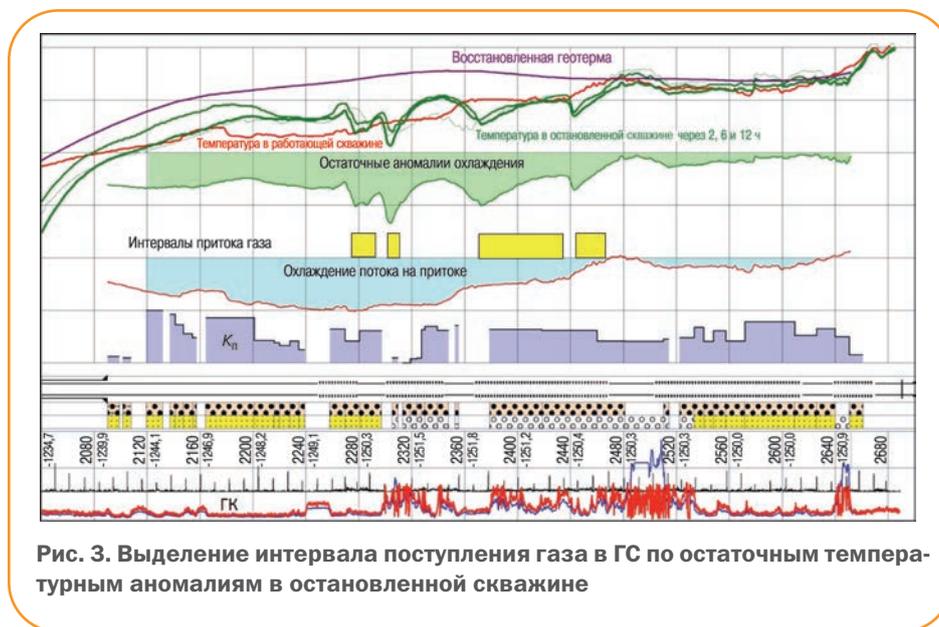
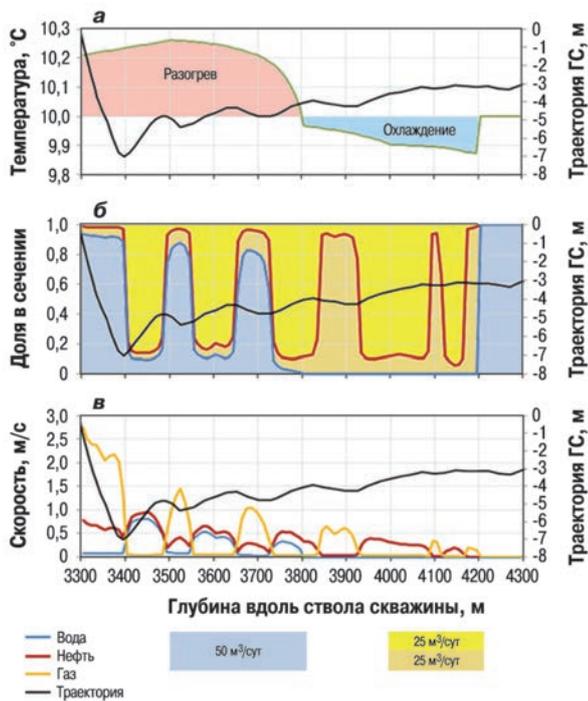


Рис. 3. Выделение интервала поступления газа в ГС по остаточным температурным аномалиям в остановленной скважине

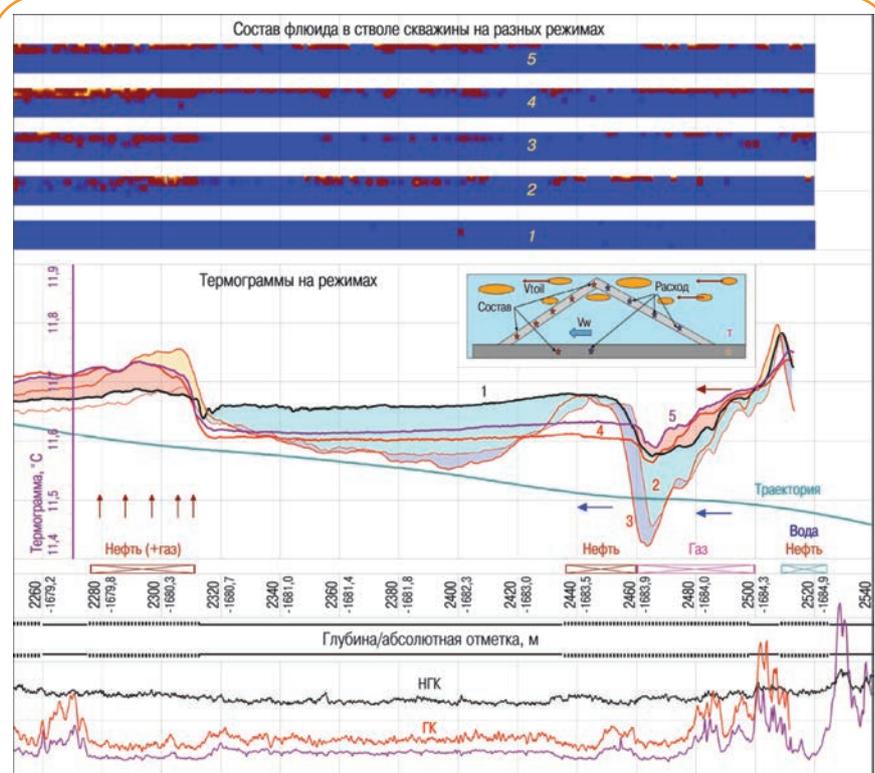


**Рис. 4.** Поле температур (а), фазосодержание в стволе скважины (б) и локальные скорости потока (в) в действующей горизонтальной скважине со сложной траекторией

Как видно из рис. 4, в интервале поступления нефти и газа наблюдается эффект охлаждения, что обусловлено отрицательным коэффициентом Джоуля – Томсона для газа, а в интервале притока воды формируется положительная термоаномалия. Причем из-за высокой теплоемкости воды нагревается весь поток. Необходимо отметить, что дальняя граница притока воды легко локализуется резким изменением температуры, а ближняя к устью – нивелирована потоком. В расчетах моделируется полное калориметрическое смешение потоков и отсутствует учет межфазного теплообмена. В реальных скважинных условиях более легкая углеводородная фаза движется по верхней образующей, а вода – по нижней с образованием значимых градиентов по скорости и температуре в сечении ствола скважины. В итоге «простая» температурная диаграмма, полученная по результатам моделирования, претерпевает существенное искажение, и границы работающих интервалов нивелируются.

Если основной приток воды приходится на «носок» ГС, то работа последующих интервалов на фоне потока воды не видна, и выделить работающие интервалы пласта по данным термометрии невозможно. Применение распределенных датчиков состава также не решает проблему, так как фазосодержание в стволе строго коррелирует с траекторией и слабо зависит от наличия или отсутствия локальных притоков (см. рис. 4). Однако диаграммы локальных скоростей потока несут информацию о наличии или отсутствии движения фазы на данном участке ГС, что предъявляет дополнительные требования к аппаратуре, обуславливая необходимость введения в комплекс распределенных датчиков скорости потока. К сожалению, среди известных на российском рынке приборов послойное сканирование локальных скоростей и фазосодержания в потоке выполняет только модуль механических датчиков скорости и состава аппаратуры FSI компании Schlumberger.

На рис. 5, 6 приведены результаты опытно-методических работ (ОМР) по отработке технологии ГИДГС в условиях обводнения продукции, выполненные аппаратурой FSI. На рис. 5 приведен интервал глубин («носок» ГС), где механическая расходометрия неинформативна из-за малых скоро-



**Рис. 5.** Результаты ОМР в «носке» действующей ГС с высокой обводненностью продукции:

1 – фоновый замер; 2 – замер сразу после пуска ЭЦН; 3, 4, 5 – замеры соответственно через 5, 12 и 14 ч после пуска

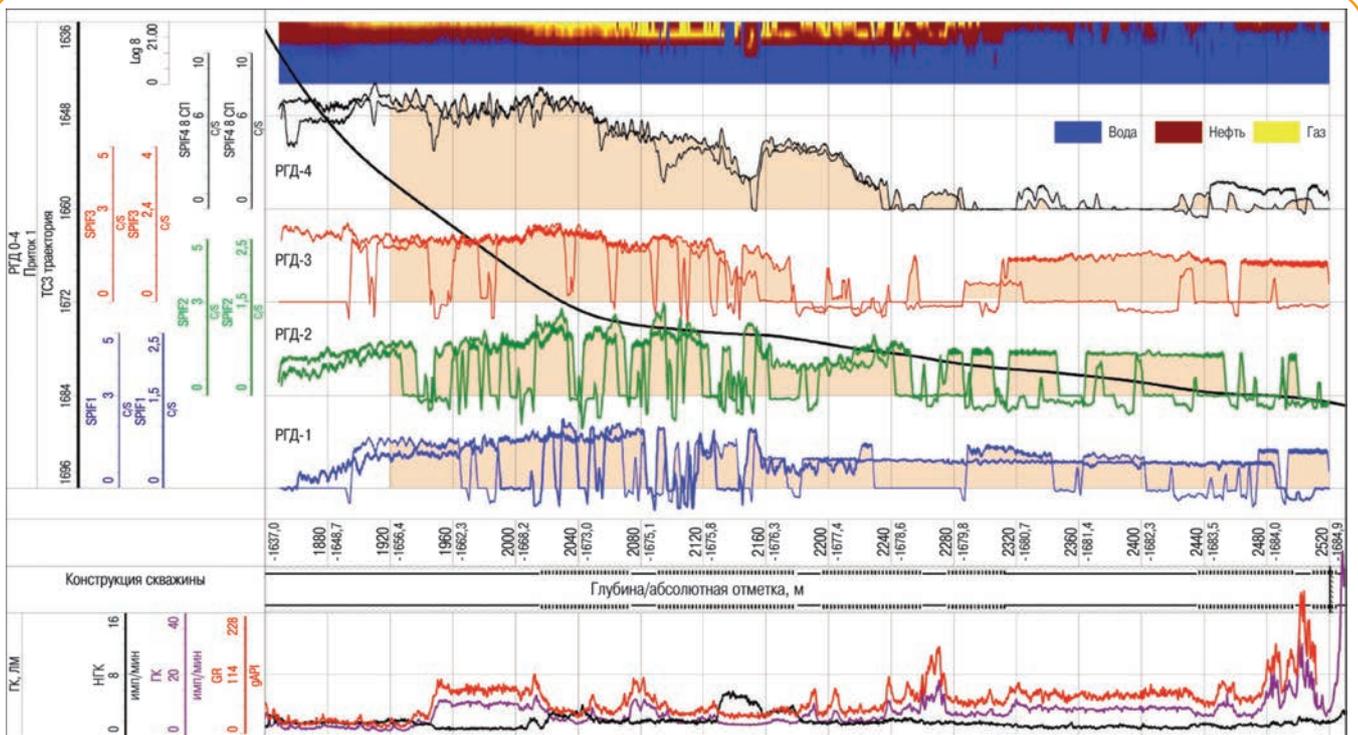


Рис. 6. Реакция распределенных датчиков локальной скорости потока РГД-1 – РГД-4 прибора FSI в режиме установившегося притока

стей потока, и работа пласта выделяется по комплексу методов термометрии и оценки состава на разных режимах. В зоне «пятки» ГС (см. рис. 6) увеличение суммарного дебита обеспечивает работу распределенных датчиков расхода, однако их показания нестабильны. Информативность комплекса «РГД+состав» без привлечения метода термометрии остается невысокой. Однако датчик температуры в приборе FSI расположен в нижней части потока, его реакция на потоки легких углеводородов, движущихся по верхней образующей, ничтожна.

Результаты ПГИ, выполненных с применением технологии Y-tool на ГНКТ и аппаратуры FSI в действующих горизонтальных скважинах с высоким уровнем обводнения продукции, показали следующее.

- Комплекс распределенных датчиков состава и локальных скоростей потока в приборе FSI информативен в условиях расслоенного потока и при дебитах, обеспечивающих устойчивую работу механического расходомера.
- Изменение угла наклона горизонтального ствола относительно горизонта существенно влияет на распределение фаз по сечению и реакцию распределенных датчиков расхода. Количественные оценки фазовых расходов могут проводиться только в интервалах с постоянным углом наклона и при стабильном режиме течения.

- Нижнее расположение датчика температуры в приборе FSI существенно снижает информативность метода термометрии в условиях многофазного потока в действующей горизонтальной скважине.

### Перспективы развития геофизических методов исследований действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском НГКМ

С учетом роста числа скважин с высокой обводненностью продукции на Верхнечонском НГКМ технология работ и алгоритмы интерпретации результатов геофизических исследований действующих горизонтальных скважин должны выбираться исходя из текущего состояния скважины и информативности регистрируемых методов. Это подразумевает дальнейшее развитие аппаратного комплекса и требует научно обоснованного подхода к выбору технологии исследований исходя из решаемой задачи, конструкции скважины и состава продукции.

Последовательность действий заказчика и исполнителя работ при разработке новых технологий исследования и формировании программы работ в скважинах представлена ниже.

1. *Постановка задачи.* Исполнитель геофизических услуг совместно с геологической службой заказчика определяет задачу, которую необходимо решить по результатам проведенных исследований.

При этом задачи могут быть разбиты на два уровня: основные и сопутствующие.

**2. Анализ геолого-промысловых условий.** Оцениваются как минимум следующие исходные данные: характеристики пласта-коллектора, реологические параметры пластового флюида, давление пластовое и давление насыщения, газовый фактор, средний дебит скважины и обводненность продукции.

**3. Анализ конструкции скважины.** Необходимо уточнить геометрические параметры элементов конструкции скважины: абсолютную глубину, длину горизонтального участка ствола, диаметр эксплуатационной колонны, параметры хвостовика, конструкцию фильтров, наличие клапанов, пакеров и траекторию горизонтального ствола.

**4. Моделирование термогидродинамических процессов.** Проводится предварительная оценка информативности различных методов исследования с учетом параметров пласта, реологических свойств пластовых флюидов, конструкции скважины и способов воздействия на скважину.

**5. Определение режимов исследования скважины.** По результатам моделирования определяются последовательность и длительность режимов работы скважины, обеспечивающие информативность регистрируемых параметров.

**6. Выбор средств доставки.** Необходимо определить технологическую схему транспортировки аппаратуры в ГС, позволяющую проводить исследований по п. 5.

**7. Выбор аппаратного комплекса.** Определение требований к скважинной аппаратуре, обеспечивающей получение необходимой и достоверной информации.

**8. Разработка программы работ в скважине.** Необходимо определить объем и последовательность операций в скважине, технологическое оборудование, ответственных за каждую операцию, назначить точки принятия решения; оценить экономические и временные затраты, целесообразность выполнения полного комплекса исследований, возможность сокращения затрат путем сужения круга решаемых задач.

**9. Проведение работ в скважине.** Исследования проводятся строго по разработанной программе исследований с соблюдением режимов отбора/закачки и временных интервалов. Контроль соблюдения программы работ обеспечивает исполнитель работ – геофизик, отвечающий за конечный результат. Нарушение программы исследований

может привести к полной или частичной потере информации.

**10. Интерпретация результатов исследования, выдача заключения.** Как правило, анализ полевых данных выполняется с учетом результатов математического моделирования или путем проведения дополнительных расчетов для получения корректного решения обратной задачи. В неоднозначных ситуациях констатируются наблюдаемые признаки и возможные решения. Оговаривается необходимый объем дополнительной информации и способы ее получения, включая проведение дополнительных работ в скважине. Перед выдачей исполнителем окончательного заключения предварительные результаты обсуждаются и согласовываются с заказчиком.

Последовательное выполнение всех пунктов, приведенных выше, позволяет избежать проведения неинформативных исследований. Это существенно снизит конечную стоимость ПГИ на месторождении.

Для проведения модельных исследований по п. 4 специалистами Башкирского государственного университета и ООО НПФ «ГеоТЭК» разработан термогидродинамический симулятор, в котором заложены исходные данные по пласту, продукции и конструкции скважины, необходимые для оценки информативности различных методов исследования с учетом параметров пласта, реологических свойств пластовых флюидов, конструкции скважины и способов воздействия на скважину [8–10].

Необходимо отметить, что в процессе эксплуатации месторождения происходит существенное изменение PVT-свойств поступающих в скважину флюидов, что изменяет значимость термогидродинамических эффектов, используемых при интерпретации результатов ПГИ. В свою очередь новые условия предъявляют новые требования к технологическому оборудованию, скважинной аппаратуре и режимам работы скважины.

В связи с этим для получения качественных результатов и полноценного решения поставленной задачи на каждой стадии эксплуатации месторождения особое значение приобретает этап предварительного моделирования процессов в системе скважина – пласт. Такое моделирование может выполняться индивидуально для конкретной скважины либо заранее подготавливается в виде набора технологических схем для решения типовых задач на месторождении.

## Заключение

Опыт внедрения технологий ГИДГС на Верхне-чонском НГКМ показал, что успешность работ зависит от полноты анализа геолого-промысловых условий месторождения, качества результатов предварительного моделирования процессов в пласте и скважине с применением термодинамического симулятора, обоснованности поставленной задачи, технических возможностей исполнителя и лимита финансовых средств на проведение работ.

Необоснованное применение технологических средств для спуска скважинной аппаратуры на забой горизонтальной скважины, способов воздействия на скважину и выбор скважинной аппаратуры без учета решаемой задачи приводят как к удорожанию работ, так и к снижению информативности исследований и качества выдаваемого заключения.

Тиражирование технологий исследований, успешно применяемых в одном регионе, на новые геолого-промысловые условия или новые условия эксплуатации без учета специфики месторождения и состава продукции скважин недопустимо.

## Список литературы

1. *Опыт* исследования низкодебитных горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, Ю.В. Лукьянов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 12–14.
2. *Разработка* критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований / Р. Валиуллин, Р. Яруллин, А. Яруллин [и др.] // SPE 136272. – 2010.
3. *Особенности* проведения промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, Я.И. Гордеев, С.О. Маслов // Каротажник. – 2012. – Вып. 220. – С. 12–29.
4. *Яруллин А.Р.* Результаты экспериментальных исследований двухфазного расслоенного потока в горизонтальном стволе скважины со знакопеременной траекторией // Каротажник. – 2015. – Вып. 243. – С. 72 – 76.
5. *Современные* технологии геофизических исследований действующих горизонтальных скважин, применяемые на месторождениях РФ / Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, Р.Ф. Шарафутдинов, А.А. Садретдинов // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2. – С. 21–25.

6. *Первый* опыт геофизических исследований протяженных горизонтальных скважин при байпасировании электроцентробежных насосов / Р.К. Яруллин, Р.С. Валиуллин, М.С. Валиуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №1. – С. 62–65.
7. *Хабиров Т.Р., Шарафутдинов Р.Ф.* Особенности двухфазного расслоенного потока в горизонтальной скважине // Каротажник. – 2015. – Вып.243. – С. 63–71.
8. *Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А.* Использование симуляторов для количественной интерпретации геофизических исследований скважин // Каротажник. – 2015. – Вып. 243. – С. 38–46.
9. *Количественная* интерпретация нестационарных температурных данных в многопластовой скважине на основе температурных симуляторов / Р.А. Валиуллин, А.Ш. Рамазанов, А.А. Садретдинов [и др.] // SPE 171233-RU. – 2014.
10. *Интерпретация* термогидродинамических исследований при испытании скважин на основе численного симулятора / Р.А. Валиуллин, А.Ш. Рамазанов, Т.Р. Хабиров [и др.] // SPE 176589-RU. – 2016.

## References

1. Valiullin R.A., Yarullin R.K., Luk'yanov Yu.V. et al., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2007, no. 7, pp. 12–14.
2. Valiullin R., Yarullin R., Yarullin A. et al., *Development of inflow profiling criteria for low-rate horizontal wells on the basis of physical laboratory experiments and field studies*, SPE 136272-RU, 2010.
3. Valiullin R.A., Yarullin R.K., Gordeev Ya.I., Maslov S.O., *Karotazhnik*, 2012, V. 220, pp. 12–29.
4. Yarullin A.R., *Karotazhnik*, 2015, V. 243, pp. 72–76.
5. Valiullin R.A., Yarullin R.K., Sharafutdinov R.F., Sadretdinov A.A., *Neft' Gaz. Novatsii*, 2014, no. 2, pp. 21–25.
6. Yarullin R.K., Valiullin R.S., Valiullin M.S. et al., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2015, no. 1, pp. 62–65.
7. Khabirov T.R., Sharafutdinov R.F., *Karotazhnik*, 2015, V. 243, pp. 63–71.
8. Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A., *Karotazhnik*, 2015, V. 243, pp. 38–46.
9. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A. et al., *Field study of temperature simulators application for quantitative interpretation of transient thermal logging in a multipay well*, SPE 171233-RU, 2014.
10. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R. et al., *Interpretation of non-isothermal testing data based on the numerical simulation*, SPE 176589-RU, 2016.

# Расчет электрической анизотропии по данным азимутального датчика глубокого измерения удельного электрического сопротивления ADR™ в процессе бурения

Р.А. Хайрутдинов, Е.С. Филинкова, А.С. Бутенкова,  
С.С. Гаврик (Халлибуртон Инт. ГмбХ)

**Ключевые слова:** анизотропия, азимутальный датчик глубокого измерения удельного сопротивления, инверсия, горизонтальное сопротивление, вертикальное сопротивление, истинное сопротивление пласта

**Key words:** anisotropy, azimuthal deep resistivity sensor, inversion, horizontal resistance, vertical resistance, true resistivity

Адрес для связи: FNJCINTERBOX@Halliburton.com

## Введение

Многие десятилетия для определения коэффициентов насыщения коллекторов в процессе поиска и добычи нефти и газа измеряются удельные электрические сопротивления (УЭС). Коэффициент нефтенасыщенности является одним из ключевых петрофизических параметров, используемых для количественного определения запасов углеводородов и выбора правильной стратегии разработки месторождений.

В последнее время все большее число скважин во всем мире бурится с применением технологий наклонно направленного бурения и проведением каротажа в процессе бурения (LWD). Последние технологические достижения компании Halliburton в области разработки приборов на основе электромагнитных методов для оценки сопротивления горных пород и современного программного обеспечения значительно облегчили решение задачи проведения наклонно направленных скважин с большим углом отклонения от вертикали и горизонтальных скважин в пластах-коллекторах. Однако до сих пор оценка свойств пласта путем измерения сопротивлений приборами каротажа зачастую для петрофизиков является новой задачей.

Измерения УЭС позволяют оценивать электрические свойства пласта вокруг датчика каротажного прибора. Различные пласты имеют уникальные сопротивления, например, пласты, насыщенные минерализованной водой, характеризуются низкими УЭС, нефтенасыщенные – высокими. Основными проблемами на сегодняшний день являются корреляция УЭС, определенного в горизонтальной секции, с УЭС в привязочной вертикальной скважине или пилотном стволе скважины, а также сложность получения ис-

тинного сопротивления пласта от нескольких много-частотных и разноглубинных приборов. На данные каротажа также могут влиять изменение угла наклона ствола скважины, эксцентricность, вмещающие породы, фильтрация промывочной жидкости в пласт, наличие разломов, анизотропии и диэлектрического эффекта. Эти факторы могут влиять как по отдельности, так и в сочетании друг с другом, и их выявление и уменьшение влияния на получаемые данные представляют собой важную задачу.

Измерение сопротивлений в сложных гетерогенных и анизотропных пластах сопровождается рядом проблем. Эффект анизотропии отмечается в слоистых отложениях, представленных чередованием тонких слоев, каждый из которых имеет различные УЭС и характеризуется низким горизонтальным сопротивлением  $R_h$  в направлении, параллельном слоистости, и высоким вертикальным сопротивлением  $R_v$  в направлении, перпендикулярном слоистости. Традиционные каротажные измерения не чувствительны к вертикальному УЭС пласта в скважинах с малым углом наклона. Оценка потенциала многопластовых залежей с использованием данных методов часто не соответствует истинному потенциалу.

В последние десятилетия широко применяются приборы индукционного каротажа на кабеле, в конструкции которых присутствуют антенны трехосевой ориентации передатчиков и приемников, данные которых можно использовать для расчета анизотропии пласта в вертикальных и наклонно направленных скважинах. Для азимутального прибора глубокого измерения сопротивления ADR™ в процессе бурения применяют разработку с наклонными антеннами, что

позволяет проводить азимутальные измерения с распределением сопротивления на 32 сектора по окружности [1]. Такие приборы обеспечивают получение  $R_H$ ,  $R_V$ , относительного угла падения и эффективно используются для геонавигации при бурении в реальном времени наклонно направленных и горизонтальных скважин. Они позволяют сохранять траекторию ствола скважины в продуктивной части пласта и более достоверно оценивать его параметры.

### Азимутальный прибор для глубокого измерения сопротивления ADR™

Азимутальный прибор для глубокого измерения сопротивления ADR™, разработанный компанией Halliburton, имеет несколько наклонных приемных катушек и несколько передатчиков с различной глубиной исследования. Во время вращения прибора в скважине данные сопротивлений распределяются на 32 азимутальных сектора вокруг ствола скважины. Измерения для разных глубин исследования позволяют получать стандартные кривые среднего УЭС.

При использовании в области геонавигации данный прибор позволяет контролировать положение ствола скважины и рассчитывать расстояние до границ пласта. Глубина исследования определяется расстоянием между передатчиком и приемником, рабочей частотой и сопротивлением измеряемой среды. Глубина исследования больше, если прибор находится в среде с высоким сопротивлением, и наоборот.

Азимутальный прибор для глубокого измерения сопротивления ADR™ имеет шесть передатчиков и три наклонных приемника (рис. 1). Все передатчики и два наклонных приемника, расположенные по центру прибора, используются для измерения компенсированных УЭС и данных геосигнала для геонавигации, третий наклонный приемник – для получения геосигналов наиболее глубоких радиусов исследования.

На рис. 1 показан прибор ADR™ с базовыми длинами зондов 406 мм (16"), 813 мм (32") и 1219 мм (48") для компенсированных измерений, что уменьшает влияние температурной погрешности на электронику прибора и позволяет выполнять качественные петрофизические измерения. Все передатчики работают на частотах 2 МГц,

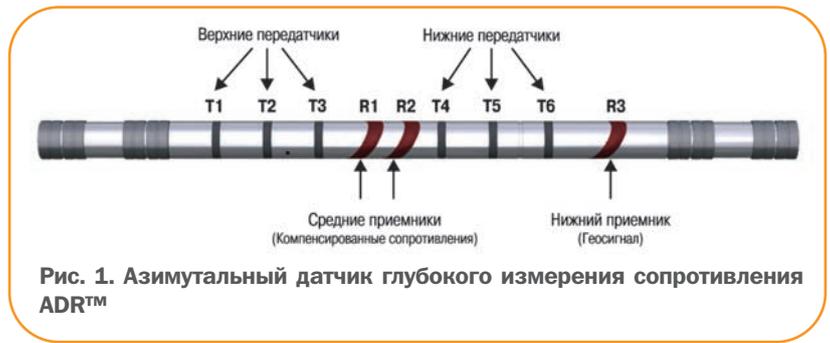


Рис. 1. Азимутальный датчик глубокого измерения сопротивления ADR™

500 кГц и дополнительно для базы 1219 мм (48") – 125 кГц. Прибор имеет 14 вариантов глубины исследования при измерении сопротивлений по фазовому сдвигу и амплитудному затуханию. Максимальная глубина исследования для геосигнала составляет около 5,5 м. Глубокие измерения геосигнала в пласте дают раннюю информацию об изменении литологии и геологической структуры вокруг прибора.

### Инверсия анизотропии

Алгоритм инверсии заключается в определении горизонтальной и вертикальной составляющих сопротивлений, а также относительного угла падения пласта. Он основан на сопоставлении расчетных данных с фактическими. Моделирование инверсии выполняется методом итераций оценки чувствительности фактического отклика каротажного прибора на свойства окружающей среды (пласта).

В процессе вращения прибора азимутальные сопротивления для каждой глубины и частоты исследования, полученные по окружности, равномерно распределяются на 32 сектора, после чего усредняются, и в результате определяются средние сопротивления для каждой длины и рабочей частоты.

Средние сопротивления для определенной частоты и разных глубин исследований могут использоваться для расчета горизонтального и вертикального сопротивлений, а также относительного угла падения пласта в условиях анизотропии.

На рис. 2 показан отклик сопротивлений ближнего (406 мм), среднего (813 мм) и дальнего (1219 мм) радиусов исследования на частоте 2 МГц в гетерогенной анизотропной среде с горизонтальным и вертикальным УЭС соответственно 3,3 и 19,2 Ом·м. Среднее компенсированное сопротивление для ближнего радиуса исследования составляет около 5,9 Ом·м, среднего –



Рис. 2 Отклик ближнего (1), среднего (2) и дальнего (3) радиусов исследования на частоте 2 МГц в условиях анизотропии

около 7 Ом·м, дальнего – около 8,1 Ом·м. Эти значения используются для расчета данных анизотропии и относительного угла падения.

## Программное обеспечение AnisoInversion

Программное обеспечение AnisoInversion, разработанное специалистами компании Halliburton, предназначено для расчета инверсии данных, полученных прибором ADR™. Результатом вычислений являются характеристики анизотропии пласта: горизонтальное и вертикальное сопротивления и относительный угол падения пласта.

Для обеспечения надежности оценки  $R_h$  и  $R_v$ , полученных по средним значениям сопротивления, относительный угол падения между стволом скважины и перпендикуляром к плоскости напластования должен превышать 70°.

Коэффициент электрической анизотропии

$$\lambda = R_v / R_h \text{ при условии } R_v > R_h.$$

На рис. 3 показан результат расчета УЭС по данным средних сопротивлений, полученных с помощью прибора ADR™.

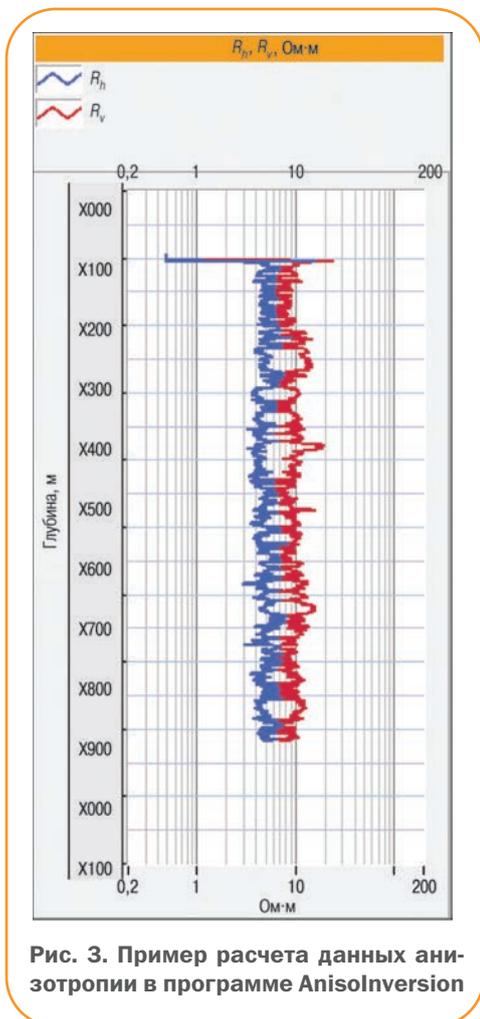


Рис. 3. Пример расчета данных анизотропии в программе AnisoInversion

## Пример моделирования сопротивления в условиях анизотропии

Горизонтальная скважина пробурена на терригенные алевролитово-глинистые отложения. Данные каротажа соседней вертикальной скважины использовались в качестве привязочных данных для первичной оценки сопротивлений, а также для планирования и проводки ствола скважины по наиболее продуктивной части пласта. На рис. 4 приведено сопоставление средних УЭС, полученных в привязочной вертикальной скважине и смоделированных вдоль плановой траектории горизонтальной скважины. Расхождение сопротивлений обусловлено применением поправок на влияние анизотропии в горизонтальном стволе, что приводит к изменению средних сопротивлений при моделировании. Сравнение фактической во время бурения и смоделированной кривых сопротивления показывает хорошую сходимость, а показания участков 1, 2 и 3 обусловлены влиянием вмещающих пород.

На рис. 5 показан результат инверсии анизотропии и рассчитанные горизонтальное и вертикальное со-

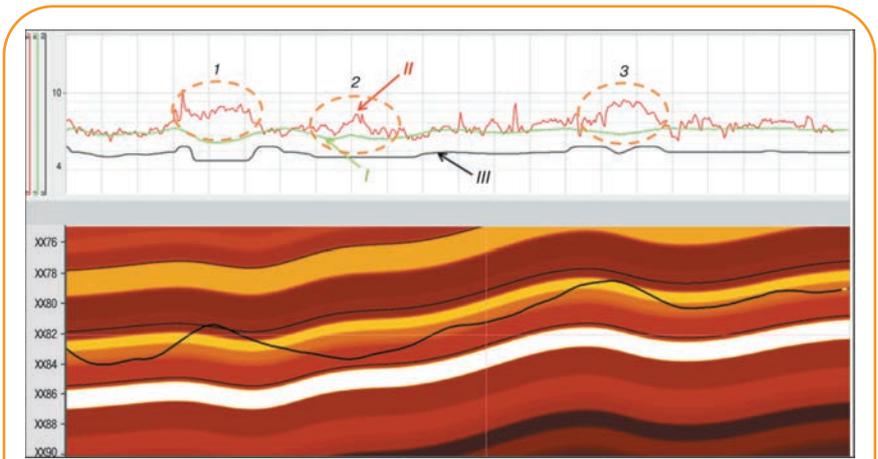


Рис. 4. Кривые УЭС – смоделированная (I), фактическая (II) и привязочная (III): 1–3 – участки расхождения УЭС, обусловленного влиянием вмещающих пород

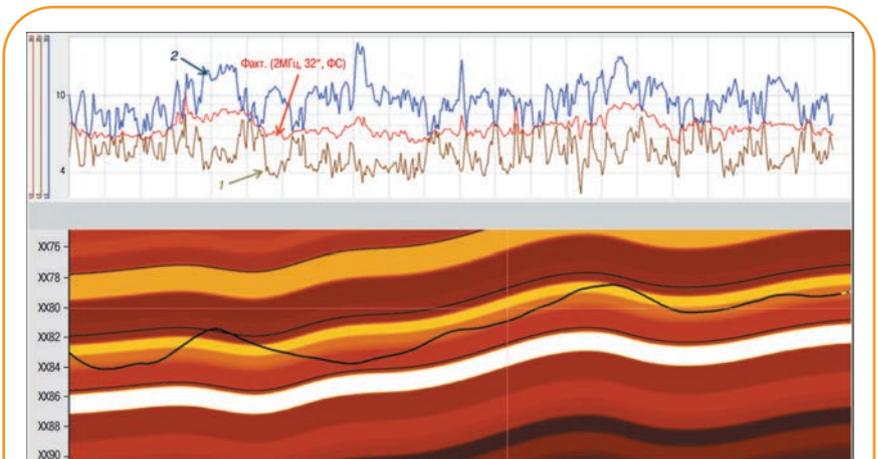


Рис. 5. Расчет горизонтального (1) и вертикального (2) сопротивлений

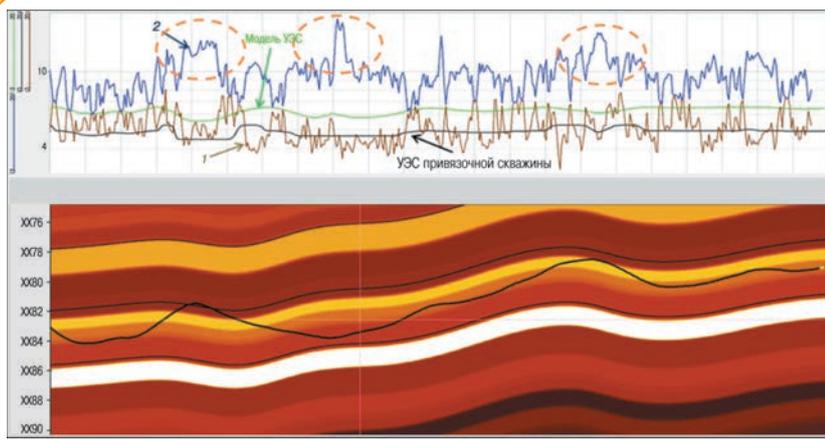


Рис. 6. Влияние вмещающих пород на горизонтальное (1) и вертикальное (2) сопротивления

противления по фактическим средним компенсированным кривым сопротивления (на частоте 2 МГц, фазовый сдвиг).

### Влияние границ пластов на расчет анизотропии

Для оценки анизотропии пласта предпочтительно, чтобы прибор располагался на большем расстоянии от границ пластов, чем радиус исследования. Помимо анизотропии, на результаты измерения сопротивления влияют расположенные вблизи скважины вышележащие или нижележащие пласты, эффекты от которых смешиваются и не могут быть отделены друг от друга (рис. 6) [2]. Достоверные значения анизотропии были определены в центре пласта. Эффект влияния границ пласта можно заметить при пересечении границы. Вблизи границ пластов предпочтительнее использовать измерения с наименьшей глубиной исследования, так как они менее подвержены влиянию вмещающих пород.

### Заключение

Определение истинного УЭС пласта в горизонтальных скважинах, а также в скважинах с большим углом наклона является сложной задачей из-за влияния анизотропии и вмещающих пород. В вертикальных скважинах и скважинах с малым углом наклона результаты индукционного каротажа на кабеле и каротажа в процессе бурения с применением приборов с коаксиальной конструкцией антенн, как правило, неинформативны из-за нечувствительности к анизотропии.

В горизонтальных скважинах с увеличением глубины исследования на результаты измерения оказывают влияние близлежащие границы пласта, что вносит погрешность в определение истинного удельного сопротивления пласта. Измерения в ближней зоне можно использовать только при отсутствии проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

Для расчета вертикального и горизонтального сопротивлений в анизотропных пластах применяется метод инверсии. Горизонтальное сопротивление, определенное таким способом, наиболее точно характеризует пласт, что под-

тверждается его лучшей сходимостью с данными привязочной скважины. Тем не менее расчетное горизонтальное УЭС не является истинным сопротивлением пласта, а представляет собой сочетание удельного сопротивления, измеренного в горизонтальном направлении как продуктивных, так и непродуктивных слоев. Необходима дальнейшая обработка данных, например, в интерпретационной модели LaSSI, чтобы исключить пропуски зон коллектора и рассчитать истинное сопротивление песчаных (коллекторских) прослоев, для чего нужно знать сопротивление слоевноколлекторов, определяемое по данным каротажа, а также вертикальное и горизонтальное сопротивление, рассчитанные методом инверсии.

### Список литературы

1. Donderici B., Wu H.-H., Quirein J. Limitations of resistivity anisotropy inversion in lwd applications// SPWLA 54th Annual Logging Symposium held in New Orleans, Louisiana 22-26 June 2013.
2. Inversion processing for dual boundaries: comparative case histories / B. Donderici, J. Pitcher, Y. Tang, M. S. Bittar // SPWLA 53rd Annual Logging Symposium held in Cartagena, Colombia, 16-20 June 2012.

### References

1. Donderici B., Wu H.-H., and Quirein J., *Limitations of resistivity anisotropy inversion in lwd applications*, SPWLA 54th Annual Logging Symposium held in New Orleans, Louisiana June 22-26, 2013.
2. Donderici B., Pitcher J., Tang Y., Bittar M. S., *Inversion processing for dual boundaries: comparative case histories*, SPWLA 53rd Annual Logging Symposium held in Cartagena, Colombia, June 16-20, 2012.

# Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы

**Н.П. Запивалов, д.г.-м.н.**  
**(Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,  
Новосибирский государственный университет)**

**Ключевые слова:** генезис нефти, «жизнь» месторождения, реабилитационные циклы, остаточная нефть, метасоматоз  
**Key words:** origin of petroleum, «life» of an oilfield, rehabilitation cycles, residual oil, metasomatism

**Адрес для связи:** ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

## Введение

### Новые подходы в нефтегазовой геологии

В нефтегеологической науке XXI века преобладают идеи современной нелинейной динамики с ее концепциями хаоса и самоорганизации. Установлено, что углеводороды присутствуют во всех слоях земной коры, а также предполагается их наличие в космосе. Существует много различных достаточно авторитетных точек зрения на генезис углеводородов [1, 2].

Многолетний опыт работы автора в нефтегазовой геологии позволил ему сделать вывод об ограниченной применимости классической органической гипотезы, хотя именно он впервые в Западной Сибири в 1958 г. на основе изучения опорных скважин, пробуренных на марьяновскую (в дальнейшем переименованную в баженовскую) свиту (верхняя юра), выделил нефтематеринскую толщу (геохимическая пачка А) [3]. Однако в настоящее время автор придерживается другой парадигмы, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти.

Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно. Выделение региональных нефтематеринских толщ в качестве единого и обязательного источника нефтегазообразования некорректно.

А. Леворсен еще в XX веке пришел к выводу, что нефтематеринские толщи никакого отношения к практике поисково-разведочных работ не имеют. Он утверждал, что проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. Причина заключается в том, что нефть и нефтеподобные углеводороды обнаружены почти во всех породах, не являющихся коллекторами. Коли-

чество остаточной нефти (микроневфти), находящейся в рассеянном состоянии в этих породах, превышает все разведанные запасы нефти и газа на земном шаре. Следовательно, нет необходимости искать особые материнские породы [4].

Надо признать и то, что различные виды палеореконструкций по существу являются «виртуальными» и вряд ли могут использоваться в качестве ориентиров для выбора благоприятных нефтегазовых объектов, поскольку любая флюидопородная система подвергается вторичным процессам. Особенно важно учитывать метасоматоз. Таким образом, мы имеем дело с «молодыми» залежами и современными фильтрационно-емкостными параметрами пласта; их преобразование может быть очень быстротечным. Принципы возрастной аналогии и методика расчетов категорийных запасов по эталонам не отвечают требованиям достоверности решения нефтегеологических задач. Н.А. Еременко и Дж. Чилингар [5] утверждали, что в очень короткое геологическое время коллектор может стать крышкой, а крышка – коллектором. Скопления нефти и газа обнаружены во всех типах пород и во всех стратиграфических горизонтах на суше и в акваториях. По существу, наша планета является единым нефтяным полигоном.

Мифы о «пике нефти» [6] опровергнуты новыми данными [7, 8]. Месторождения углеводородов могут быть открыты в самых неожиданных местах и условиях. Темпы и объемы добычи нефти и газа, а также цены на них зависят от различных природных, техногенных и рыночных флуктуаций, включая геополитические факторы. То, что век «углеводородной цивилизации» никогда не закончится, подтверждается наличием и открытием новых разнообразных источни-

ков углеводородов (традиционных и нетрадиционных), а также созданием инновационных методов и технологий их добычи и утилизации. Это убедительно демонстрируют данные, представленные на рис. 1–3.

В настоящее время 70 стран имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти, и практически все государства мира в той или иной степени используют углеводородное сырье для различных целей.

В России, как и мире в целом, добыча нефти постоянно увеличивается, за исключением периода перестройки и смены общественно-политической формации (1989–2001 гг.) (рис. 4).

### Исследования, обобщения и результаты

Нефтегазонасыщенный пласт представляет собой целостную взаимосвязанную систему: породы (минералы) + флюиды (нефть, газ, вода). Залежь нефти – это «живая» флюидопородная система, подчиняющаяся законам спонтанной саморегуляции. В связи с этим научную мысль и практические усилия следует сосредоточить на изучении и управлении «жизненным циклом» месторождений. Необходимо учитывать, что этот цикл зависит от многих градиентных факторов в быстротечном режиме. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Поэтому многие скопления нефти и газа являются молодыми.

Промысловые исследования и наблюдения во многих регионах позволили установить, что критический порог устойчивого состояния флюидонасыщенной системы в процессе разработки месторождения определяет депрессия на пласт 5–8 МПа [9, 10]. Это значение практически универсально и применимо для всех типов коллекторов.

Флюидодинамические системы (залежи, месторождения) являются по многим параметрам очаговыми, вероятнее всего, фрактальными объектами с неравномерной продуктивностью [11]. Примером нарушения естественных природных процессов служит Верх-Тарское месторождение, которое было

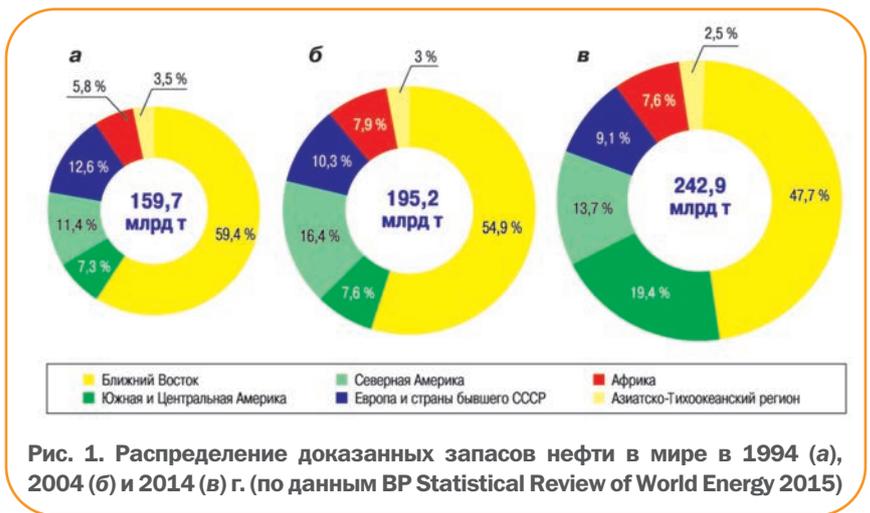


Рис. 1. Распределение доказанных запасов нефти в мире в 1994 (а), 2004 (б) и 2014 (в) г. (по данным BP Statistical Review of World Energy 2015)

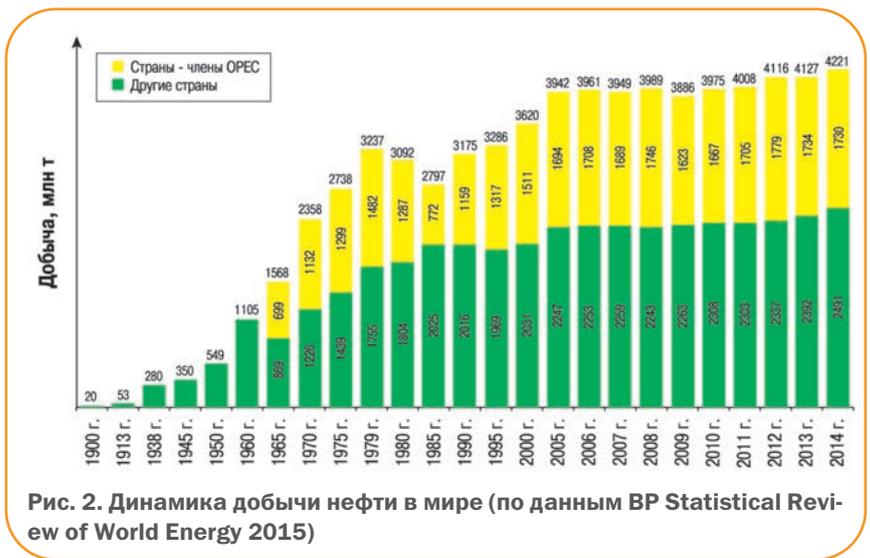


Рис. 2. Динамика добычи нефти в мире (по данным BP Statistical Review of World Energy 2015)

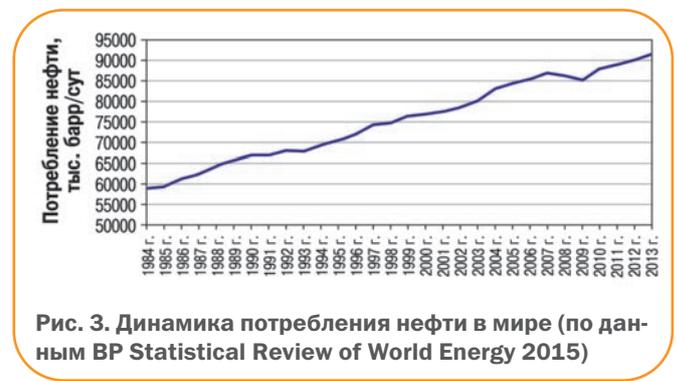


Рис. 3. Динамика потребления нефти в мире (по данным BP Statistical Review of World Energy 2015)



Рис. 4. Динамика добычи нефти в России (по данным сайта «Все о нефти» <http://vseonefti.ru/>)



нейный, действующий на  $p$  и универсальный для всех (или для достаточно представительного класса) месторождений, определяемый на основании эмпирических закономерностей развития углеводородных скоплений.

Такой вид имеют уравнения динамики механических систем, жидкостей и газов, классических физических полей, атомных систем, галактик и др. Во всех перечисленных областях уравнения такого вида служат основой успешного исследования самых сложных процессов и явлений.

Наиболее эффективным представляется построение натурных флюидодинамических моделей на основе фактических данных, отраженных в уравнениях переноса и баланса углеводородных масс и сопутствующих компонентов. Это особенно важно для подтверждения закона о критическом пороге состояния нефтегазонасыщенных систем, эмпирически соответствующем депрессии на пласт 5–8 МПа, и оценки очаговой подпитки месторождений.

уничтожено за 10 лет ускоренной выработки активных запасов за счет завышенных темпов добычи и излишне активного применения гидроразрыва пластов и заводнения [12] (рис. 5). Автор в течение многих лет предлагает создать на основе уникального района Восточной Сибири, где нефть присутствует в песчаниках мезозоя (Верх-Тарское месторождение), карбонатных породах палеозоя (Малоичское) и даже в гранитах Межовского массива, научно-технологический и образовательный федеральный полигон для натурных исследований, апробации новых и тиражирования инновационных технологий по всему спектру нефтегазового производства, но активной поддержки пока не получил. Именно Верх-Тарское месторождение нуждается в щадящей технологической реабилитации, поскольку природная реабилитация может оказаться очень длительной. Есть методы и предложения, но недропользователь не готов к их внедрению.

### Уравнение состояния флюидонасыщенной системы

В первом приближении динамика состояний углеводородных месторождений может описываться эволюционным уравнением вида

$$\frac{\partial p}{\partial t} = Z(p, a, t),$$

где  $p = (p_1, p_2, \dots, p_k)$  – выбранный набор динамических величин, характеризующих состояние системы;  $a = (a_1, a_2, \dots, a_l)$  – набор параметров системы;  $t$  – временная переменная;  $Z$  – оператор, скорее всего, нели-

### О нерешенных задачах

Все еще остается нераскрытой «тайна» «большой» нефти в глубинном комплексе Западной Сибири (палеозой и докембрий), в том числе в погребенных гранитах [13]. А.А. Трофимук называл палеозой «золотой подложкой Западной Сибири». Автор приложил много усилий к изучению этой проблемы. Исследования продолжаются уже более 50 лет. Препятствием является геологическая неопределенность классического термина «фундамент».

Решение задачи скорейшего масштабного промышленного освоения прогнозных нефтегазовых ресурсов российских арктических акваторий в обозримой перспективе связано с серьезными трудностями. Геологи могут решить некоторые геополитические задачи, но не более того. В то же время освоение огромной заполярной территории Западной Сибири – это совсем другая, почти решенная задача.

Баженитам и сланцевой нефти Западной Сибири посвящено большое число работ, однако единого видения проблемы пока не получено. По данным исследований [14] отложения баженовской свиты по геохимической специализации относятся к формации металлоносных черных сланцев. Содержание в них U, Zn, Sr, Ba и As, Co и Tb соответственно более чем в 3 раза и в 1,5 раза больше, чем в черных сланцах мира.

Содержание урана в породах колеблется от 2 до 171 г/т (в среднем 40,9 г/т). Ориентировочно ресурсы этого металла в исследуемом районе составляют 3 млрд т. Возможно, в будущем будет целесообразным добывать уран и другие металлы из западносибирских баженитов, хотя бы в отдельных перспективных районах (может быть, и вместе с нефтью).

**Обсуждение, предложения и выводы**

В настоящее время в мире повсеместно ведется форсированная коммерческая добыча легкоизвлекаемой нефти всеми доступными сверхинтенсивными методами. Запасы остаточной нефти к настоящему моменту составляет 55–70 %. Для добычи остаточной (трудноизвлекаемой) нефти из продуктивных пластов нужны принципиально новые идеи и технологии. Большой интерес и очевидные перспективы представляют прорывные нанотехнологии в нефтегазовой геологии [10, 15].

В научных исследованиях, прогнозах, поисках, разведке и разработке месторождений следует ориентироваться на установление зон (очагов) с активным градиентным флюидным режимом в каждый отдельный момент времени. Методов и технологий таких инновационных процедур сейчас достаточно, включая высотные и космические съемки. Рекомендуются, например, динамический флюидный метод (ДФМ) [16] и технология спектрального анализа микросейсм (SAM) [17]. Эти технологии позволяют четко выявлять высокопродуктивные очаги в процессе разведки и разработки месторождений.

В процессе освоения нефтегазовых месторождений, особенно в период их активной (форсированной) разработки, необходимо применять реабилитационные циклы, способствующие быстрому восстановлению энергии пласта и фильтрационных свойств, а также образованию новых объемов углеводородных масс. В итоге это обеспечит продолжительную эксплуатацию объекта, высокую конечную нефтеотдачу, соблюдение экологических стандартов, а также существенную экономию труда и капитала.

Активные процессы современной очаговой подпитки углеводородных скоплений и соответствующее увеличение запасов, безусловно, представляют научный и практический интерес, определяя направление «нанотехнологической нефтегазовой революции». Наглядным и убедительным примером очаговой подпитки углеводородных скоплений может служить Ромашкинское месторождение (Республика Татарстан) (рис. 6).

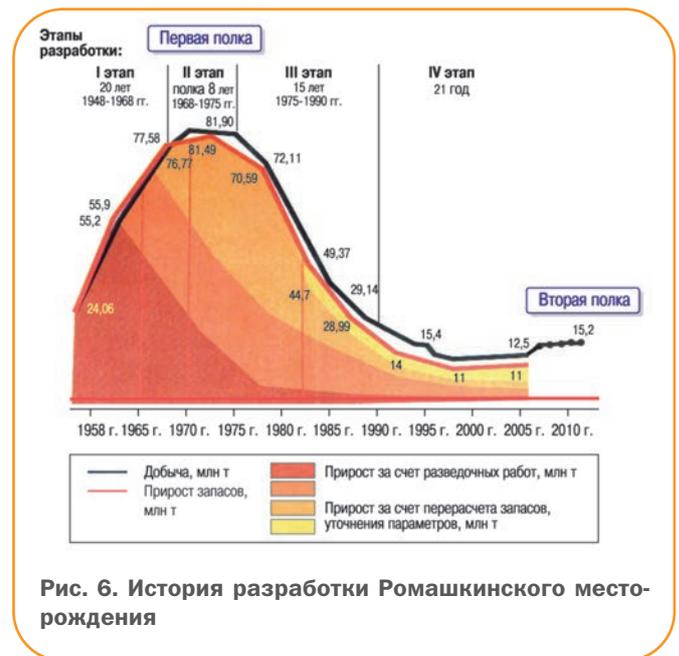


Рис. 6. История разработки Ромашкинского месторождения

По оценке академика АН РТ Р.Х. Муслимова, на Ромашкинском месторождении ежегодно происходит восполнение около 3 млн т нефти. По его мнению, завершающая стадия разработки месторождений может длиться сотни лет [18, 19]. Подпитка отдельных зон и очагов на многих разрабатываемых месторождениях и образование новых объемов углеводородов являются доказанным фактом.

Многие скважины и месторождения по разным причинам подлежат ликвидации. Необходима временная консервация этих скважин для осуществления реабилитационных циклов [20, 21] с возможной подпиткой, после чего вероятно их повторная эксплуатация. Эта идея подтверждена фактами, приведенными в работе [22]. Однако перестройка залежей по принципу капиллярно-гравитационной сегрегации представляет собой упрощенный вариант. Природные процессы намного сложнее.

Особый интерес вызывают доломиты в карбонатных толщах, образованных за счет позднего метасоматоза. Наноразмерные метасоматические процессы увеличивают не только пористость, но и проницаемость, способствуют образованию хороших и часто высокодебитных карбонатных коллекторов. Можно инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать или обновлять высокопродуктивные очаги на месторождениях [23–25]. В принципе внедрение в науку и практику нанотехнологических подходов крайне необходимо [11].

Нужно в различных нефтегазовых районах организовать научно-технологические полигоны, аналогич-

ные полигону GBRN (Global Basin Research Network) у побережья Луизианы, где расположено гигантское месторождение Мексиканского залива Юджин Айленд. Если такой вариант требует больших затрат или невозможен по другим причинам, то необходимо наличие хотя бы одной научно-исследовательской скважины на каждом эксплуатирующемся месторождении. Нужны постоянные наблюдения в непрерывном режиме за изменениями в самом флюидонасыщенном пласте. Следует напомнить, что для Кольской сверхглубокой скважины глубиной 12262 м многие априорные геологические и геофизические модели оказались неподтвержденными.

Разнообразные виртуальные модели (геохимические, сейсмические, математические и др.) не могут достоверно отражать динамику жизненного цикла месторождения. Известный специалист по математической статистике профессор Дж.И.П. Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» [26]. Это же четко показал специалист по вопросам моделирования ExxonMobil Сяо-Хуи Ву, утверждая: «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных» [27]. Геофлюидодинамический мониторинг земных глубин резко отстает от космического мониторинга. Это отставание может оказаться фатальным для цивилизации!

«Нефтяная судьба» России может иметь многообещающее продолжение, которое зависит от многих факторов, включая степень вовлеченности фундаментальной науки.

## Практические рекомендации на ближайшую перспективу

В настоящее время следует сосредоточиться на рациональной разработке действующих месторождений с целью щадящей выработки остаточной (трудноизвлекаемой) нефти, а также на обнаружении новых, в том числе вторичных, углеводородных скоплений по всему стратиграфическому разрезу (включая глубинные горизонты и различные породно-флюидные ассоциации) в районах с развитой многоплановой инфраструктурой.

Если этого не сделать, то огромные массы утвержденных остаточных запасов нефти останутся в недрах Западной Сибири до следующих «новых» открытий уже ранее открытой нефти.

Для решения данных и многих других проблем требуется привлечение всего потенциала российской науки. Недропользование должно быть научным.

Природные нефтегазовые системы надо беречь. В этом заключается основная экологическая парадигма.

## Список литературы

1. Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. – Новосибирск: ОИ ГГМ, 1992. – 246 с.
2. Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. – 2014. – № 4 (59). – С. 3–9.
3. Запивалов Н.П. Геолого-геохимическая характеристика мезозойских отложений и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья: дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 1961. – 237 с.
4. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. Серия «Науки о земле». – Т. 22. – 638 с.
5. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
6. Hubbert K.M. Nuclear energy and the fossil fuels // Drilling and Production Practice: Proceedings of American Petroleum Institute Spring Meeting. – Houston, Texas, 1956. – pp. 7-25.
7. Klare M. Peak oil is dead // Oil and Maritime. – 2014. – June. – P. 36–38.
8. Yergin D. There will be oil // The Wall Street Journal. – 2011. – September 17. URL: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424053111904060604576572552998674340>
9. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Гео, 2003. – 198 с.
10. Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206–211.
11. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: ГЕО, 2009. – 131 с.
12. Запивалов Н.П. Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки» // Эко: всероссийский экономический журнал. – 2010. – №9. – С. 31–49.
13. Проблемы нефтегазоносности верхнепротерозойских и палеозойских комплексов Беларуси и Сибири: монография / Р.Е. Айзберг, Р.Г. Гарецкий, Н.П. Запивалов [и др.]: под ред. В.А. Москвича. – Минск: БЕЛГЕО, 2003. – 360 с.
14. Минералого-геохимические особенности баженновской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований / Л.П. Рихванов, Д.Г. Усольцев, С.С. Ильенок, А.В. Ежова // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 50–63.
15. Хавкин А.А. Актуальные стратегические задачи нефтедобычи // 25 лет РАЕН: Сборник статей. Секция нефти и газа. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – С. 11–21.
16. Писецкий В.Б. Прогноз флюидодинамических параметров бассейна по сейсмическим данным. – Екатеринбург: УГГА, 2011. – 10 с.
17. Ведерников Г.В. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм: избр. статьи. – Новосибирск: Изд-во «Свинин и сыновья», 2012. – 202 с.

18. Иктисанов В.А. Основные загадки нефти // 25 лет РАЕН: Сборник статей. Секция нефти и газа. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – С. 186–191.

19. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского месторождения // Геология нефти и газа. – 2007. – №1. – С. 3–12.

20. Запивалов Н.П. Пять неотложных мер нефтедобычи Западной Сибири // Эко: всероссийский экономический журнал. – 2015. – № 5. – С. 111–117.

21. Беднаржевский С.С., Запивалов Н.П., Смирнов Г.И. Реабилитационные циклы нелинейной динамики нефтегазовых месторождений как основа повышения их продуктивности // Наука и бизнес: пути развития. – № 4 (46). – 2015. – С. 27–31.

22. Дьячук И.А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов // Георесурсы. – 2015. – № 1 (60). – С. 39–45.

23. Запивалов Н.П. Инновационные технологии в разведке и разработке нефтегазовых месторождений на основе новой геологической парадигмы // Георесурсы. – № 1 (56). – 2014. – С. 23–28.

24. Запивалов Н.П. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород (нанозффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов) // Наука и технологии в России. – 2009. – Т. 88. – № 2. – С. 31–39.

25. Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-физическая сущность и механизмы метасоматоза. – Новосибирск: Наука СО, 1973. – 356 с.

26. Box G.E.P., Draper N.R. Empirical model building and response surfaces. – New York: John Wiley & Sons, 1987. – 424 p.

27. Xiao-Hui Wu. How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program, 2015. – Lecture.

## References

1. Molchanov V.I., Gontsov A.A., *Modelirovanie neftegazobrazovaniya* (Modeling of oil and gas formation), Novosibirsk, Publ. of United Institute of Geology, Geophysics and Mineralogy, 1992. 246 p.

2. Barenbaum A.A., *Georesursy = Georesources*, 2014, V. 59, no. 4, pp. 3–9.

3. Запивалов Н.П., *Geologo-geokhimicheskaya kharakteristika mezozoyskikh otlozheniy i perspektivy neftegazonosnosti Ob'-Irtyskogo mezhdurech'ya* (Geological and geochemical characteristics of Mesozoic sediments and petroleum potential of the Ob-Irtys interfluvium): thesis of the candidate of geological-mineralogical sciences, Новосибирск, 1961.

4. Levorsen A.I., *Geologiya nefti i gaza* (Geology of oil and gas), Moscow: Mir Publ., Earth sciences series, 1970, V. 22. 638 p.

5. Eremenko N.A., Chilingar G.V., *Geologiya nefti i gaza na rubezhe vekov* (Geology of oil and gas at the turn of the century), Moscow: Nauka Publ., 1996. 176 p.

6. Hubbert M.K., *Nuclear energy and the fossil fuels*, Drilling and Production Practice, Proceedings of American Petroleum Institute Spring Meeting, Houston, Texas, 1956, pp. 7–25.

7. Michael Klare, *Peak oil is dead*, Oil and Maritime, 2014, June, pp. 36–38.

8. Daniel Yergin, There will be oil, The Wall Street Journal, 2011, September 17, URL: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424053111904060604576572552998674340>

9. Zapivalov N.P., Popov I.P., *Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefti i gaza* (Fluidodynamic models for petroleum systems), Novosibirsk: Geo Publ., 2003, 198 p.

10. Zapivalov N.P., *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, V. 321, no. 1, pp. 206–211.

11. Zapivalov N.P., Smirnov G.I., Kharitonov V.I., *Fraktaly i nanostruktury v neftegazovoy geologii i geofizike* (Fractals and nanostructures in petroleum geology and geophysics), Novosibirsk: Geo Publ., 2009. 131 p.

12. Zapivalov N.P., *Eko: vserossiyskiy ekonomicheskiy zhurnal*, 2010, no. 9, pp. 31–49.

13. Ayzberg R.E., Garetsky R.G., Zapivalov N.P. et al., *Problemy neftegazonosnosti verkhneproterozoykskikh i paleozoykskikh kompleksov Belarusi i Sibiri* (Problems of oil-and-gas capacity of the Upper-Proterozoic and Paleozoic complexes in Belarus and Siberia), Minsk, BelGeo Publ., 2003. 360 p.

14. Rikhvanov L.P., Usoltsev D.G., Ilenok S.S., Ezhova A.V., *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, V. 326, no. 1, pp. 50–63.

15. Khavkin A.Ya., *Aktual'nye strategicheskie zadachi nefteoboychi* (Key strategical problems in oil production at present), Collected papers “25 years of RANS: Oil and Gas Section”, Moscow: Publ. of Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2015, pp. 11–21.

16. Pisetsky V.B., *Prognoz flyuidodinamicheskikh parametrov basseyna po seismicheskim dannym* (Prognosis of fluid-dynamic parameters of a basin based on seismic data), Ekaterinburg, Publ. of Ural State Mining University, 2011. 10 p.

17. Vedernikov G.V., *Prognoz zalezhey uglevodorodov po kharakteristikam mikroseyem: izbrannyye stat'i* (Prognosis of hydrocarbon pools by characteristics of microseisms: selected papers), Novosibirsk: Publishing House “Svin'in i synov'ya”, 2012. 201 p.

18. Iktisanov V.A., *Osnovnye zagadki nefti* (The main enigmas of oil), Collected papers “25 years of RANS: Oil and Gas Section”, Moscow: Publ. of Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2015, pp. 186–191.

19. Muslimov R. Kh., *Geologiya nefti i gaza*, 2007, no. 1, pp. 3–12.

20. Zapivalov N.P., *Eko: vserossiyskiy ekonomicheskiy zhurnal*, 2015, no. 5, pp. 111–117.

21. Bednarzhevskiy S.S., Zapivalov N.P., Smirnov G.I., *Nauka i biznes: puti razvitiya*, 2015, V. 46, no. 4, pp. 27–31.

22. Dyachuk I.A., *Georesursy = Georesources*, 2015, V. 60, no. 1, pp. 39–45.

23. Zapivalov N.P., *Georesursy = Georesources*, 2014, V. 56, no. 1, pp. 23–28.

24. Zapivalov N.P., *Nauka i tekhnologiya v Rossii*, 2009, V. 88, no. 2, pp. 31–39.

25. Pospelov G.L. *Paradoksy, geologo-geofizicheskaya sushchnost' i mekhanizmy metasomatoza* (Paradoxes, geologic-physical nature and mechanisms of metasomatism), Novosibirsk: Nauka Publ., 1973. 356 p.

26. Box G.E.P., Draper N.R., *Empirical model building and response surfaces*, New York, John Wiley & Sons, 1987. 424 p.

27. Xiao-Hui Wu., *How to predict reservoir performance with subsurface uncertainty at multiple scales*, Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program, 2015, Lecture.

# Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей

Т.В. Арутюнов (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»),  
О.В. Савенок, д.т.н. (ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный  
технологический университет»)

**Ключевые слова:** глинисто-кремнистые сланцевые породы, деформационно-механическое поведение, предел устойчивости горных пород, способность создания новых поверхностей, влагосодержание породы  
**Key words:** clay-siliceous shale formation, deformation and mechanical behavior, limit of stability of rocks, the ability to create new surfaces, the moisture content of the rock

**Адреса для связи:** tvarutyunov@rn-ntc.ru, olgasavenok@mail.ru

## Введение

Разрушение сланцевых пород с помощью гидро-разрыва – основное условие обеспечения эффективной промышленной разработки сланцевых месторождений углеводородов (УВ). В результате гидро-разрыва в породах создается система трещин, и прошлой породе приобретают достаточную для извлечения нефти проницаемость.

Таким образом, в основе технологии добычи сланцевых УВ лежат процессы разрушения и диспергирования сланцевых пород под действием гидротоков. В научном и технологическом плане при изучении данных процессов необходим учет:

- физико-механических характеристик пород, обуславливающих их поведение при разрушающих нагрузках;
- фильтрационных взаимодействий для выявления режимов, при которых происходит высокодисперсное разрушение пород с образованием больших удельных развитых поверхностей;
- многообразия свойств горных пород, факторов неоднородности, неопределенности и нечеткости пород для установления типов и классов пород по способности к разрушению и диспергированию в условиях гидродинамических воздействий.

## Особенности деформации горных пород

В физико-механическом отношении горные породы представляют собой исключительно разнообразные системы: от хрупких до высокопластичных [1–5].

Таблица 1

Порода	Место отбора	$\xi$	$\beta$
Мрамор	Территория Каррара	0,5	4,0
Карналлит	Верхнекамское месторождение	0,5	4,0
Песчаник	Западный Донбасс	0,6	3,0
Каменная соль	Солотвинское месторождение	1,0	6,5
Сульфидная руда	г. Норильск	1,1	2,5
Песчаник мелкозернистый	Шахта «Распадская»	1,1	4,0
Мрамор	с. Коелга, Челябинская обл.	1,2	4,5
Песчаник серый	г. Жезказган	1,9	9,0
Аргиллит	–	2,5	8,0
Алевролит	–	10,0	14,0

**Примечание.**  $\beta$  – коэффициент поперечной деформации.

В работе [1] представлены данные по склонности горных пород к хрупкому разрушению.

Для количественного выражения склонности горных пород к хрупкому разрушению используется параметр  $\xi$  – отношение модуля деформации на запредельной стадии деформации (модуль спада) к модулю деформации при сжатии.

Согласно табл. 1 наиболее высокой склонностью к хрупкому разрушению характеризуются аргиллиты и алевролиты. Деформационно-механическое поведение глинистых пород может быть не только хрупким, как у аргиллита и алевролита, но и высокопластичным, особенно в случае заметного присутствия водной фазы. Более того, глинистые породы могут обладать не только пластичностью, но и тиксотропией – способностью восстанавливать форму после снятия нагрузки (рис. 1) [4].



Рис. 1. Кинетика восстановления прочности тиксотропной системы (1) и квазитиксотропных природных грунтов (2, 3) [4]

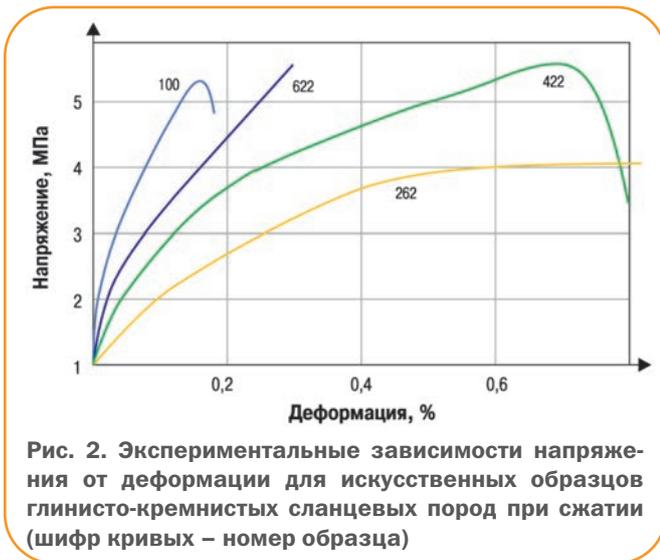


Рис. 2. Экспериментальные зависимости напряжения от деформации для искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород при сжатии (шифр кривых – номер образца)

На рис. 2 показаны экспериментальные зависимости напряжения от деформации искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород при сжатии.

Сопоставление деформационных кривых показывает, что упругий характер поведения демонстрируют корундовый материал и образец 622 со сравнительно невысокой долей коллоидов, тогда как материалы с большей долей коллоидных компонентов обладают некоторой пластичностью, что связано с наличием в их составе тонкой дисперсионной среды.

Вместе с тем пластичность испытанных материалов незначительна, что, предположительно, обусловлено малым влагосодержанием образцов. Для проверки этого предположения образцы 622 и 262 наполнили водой до состояния водонасыщения, а затем провели деформационные испытания (рис. 3).

Деформационное поведение водонасыщенных образцов существенно отличается от поведения исходных материалов: водная среда в поровом пространстве способствует значительному усилению пластического течения и исключает хрупкое разрушение. Это подтверждает справедливость положения о глинистых грунтах как физико-химических системах [6, 7]. На-

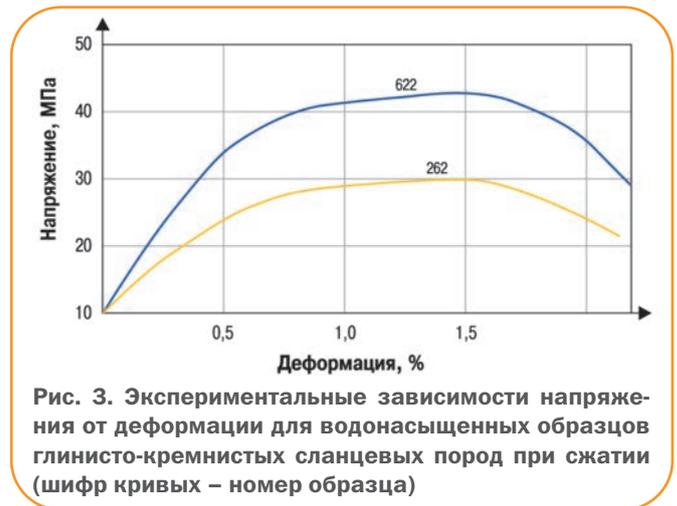


Рис. 3. Экспериментальные зависимости напряжения от деформации для водонасыщенных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород при сжатии (шифр кривых – номер образца)

пример, в работе [6] показано, что к основным отличительным признакам глин относятся высокая дисперсионность, наличие коллоидного и водного факторов, а сами глинистые породы представляют собой физико-химические системы с иерархическим строением структурных элементов, активно взаимодействующих друг с другом на всех уровнях. Кроме того, зависимость деформационного поведения от влагосодержания означает, что эффекты фильтрационного проникновения жидкости в породу в результате гидроразрыва способны менять характер разрушения пород.

### Системные представления о пределах устойчивости горных пород

Для описания разрушения необходимо знать закономерности (фазы) развития деформационно-пространственной неустойчивости пород:

- порода в устойчивом состоянии;
- порода в стадии активной деформации без опасности разрушения;
- порода в предразрушающей области;
- порода в стадии разрушения.

Дефектные области в породах могут возникать в результате действия различных нагрузок техногенного или природного характера.

При описании прочности горных пород используются теории Кулона и Мора [5]. Для несцементированных песчаников эти теории совпадают и дают общий критерий  $\tau = \sigma \cdot \text{tg } \varphi$  ( $\tau$  – касательное напряжение на некоторой площадке;  $\sigma$  – нормальное к этой площадке напряжение;  $\varphi$  – угол внутреннего трения). При достижении касательными напряжениями некоторого предельного значения происходит разрушение породы.

В работе [8] приведены результаты исследований песчаников и сланцев, для которых установлено, что прочность горных пород зависит от вида напряженного состояния, форм и видов влаги в породах. С ро-

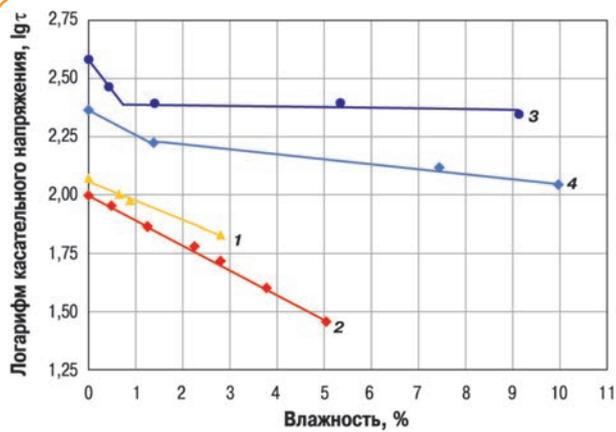


Рис. 4. Зависимость предела прочности пород от влажности при одноосном сжатии (отрыве): 1 – среднезернистый песчаник; 2 – каинитовая порода; 3 – кварцевый песчаник; 4 – горючий сланец

стом влажности прочность пород уменьшается не только при одноосном сжатии (рис. 4), но и при сложном напряженном состоянии.

Исходя из характера разрушения неоднородного массива на макроуровне механизм разрушения и раскрытие трещин существенно зависят от напряженного состояния массива, его строения и способа воздействия. В исследованиях деформирования горных пород в предразрушающей области и стадий разрушения преобладает физико-технический подход. Так, в работе [9] при прогнозировании разрушения горных пород в качестве долгосрочного предвестника разрушения использовали порог дилатансии; среднесрочного – момент формирования периодической мезотрещинной структуры; краткосрочного – момент начала перераспределения деформационных реверсивных деформаций образца.

Продолжительность и сила воздействия имеют большое значение при разрушении пород [10]. С увеличением продолжительности силового воздействия и малых его скоростях характер разрушения становится квазистатическим – в каждый момент времени существует статическое равновесие между активной силой и реакцией разрушаемой горной породы.

В горных породах в состоянии сильного сжатия возникают и развиваются дефектно-деформационные диссипативные мезотрещинные структуры (ДМС) [11]. При одноосном сжатии в предразрушающей области нагружения наблюдается осциллирующий характер объемных деформаций, а также отмечается выполаживание кривых с уменьшением на этом участке модулей деформаций в 1,5–3 раза.

Таким образом, в рамках физико-механических подходов модель поведения горной породы в предразрушающей области сводится к тому, что сначала форми-

руется дефектная деформационная структура, а затем происходят образование субмикроскопических трещин, накопление и объединение микротрещин. Вместе с тем следует отметить, что в настоящее время процессы разрушения массивов горных пород исследованы недостаточно и их нельзя непосредственно использовать в технологиях разработки сланцевых объектов. Развиваемые в данной работе подходы, связанные с микроструктурными исследованиями пород, могут помочь в решении указанной задачи.

### Экспериментальные исследования разрушения глинисто-кремнистых сланцевых пород при гидродинамическом воздействии

Испытания образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород при гидродинамическом воздействии выполняли по схеме опыта Дарси с созданием определенного гидростатического напора жидкости  $h$  (рис. 5). Эта схема позволяет имитировать условия, возникающие при гидроразрыве пород.

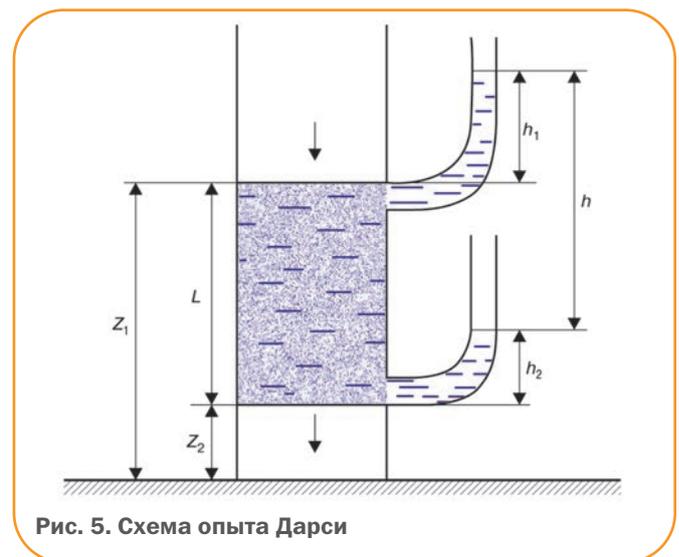


Рис. 5. Схема опыта Дарси

Величина гидростатического напора подбиралась таким образом, чтобы обеспечивалось разрушение образцов. По результатам определения предельного для каждого образца гидростатического напора находили параметр, характеризующий способность создания новых поверхностей породы, в качестве которого применяли параметр  $K_p$  – отношение предельного гидростатического напора для эталонного образца  $100 H_3$  к аналогичному показателю для некоторого образца  $H_i$  (табл. 2).

Таблица 2

Номер образца породы	$H_i$ , м	$K_p$
100	$37 \pm 5$	1
622	$47 \pm 7$	0,79
442	$53 \pm 7$	0,70
262	$61 \pm 8$	0,61

Как видно из табл. 2, способность создания новых поверхностей тем выше, чем ниже доля коллоидного компонента.

## Выводы

1. Разработан параметр, характеризующий способность создания новых поверхностей породы.

2. На основе экспериментальных исследований показано, что характер деформационного поведения глинисто-кремнистых сланцевых пород в значительной степени зависит от влагосодержания пород.

3. Выполненные экспериментальные исследования способности глинисто-кремнистых образцов пород создавать новые поверхности показали, что указанное свойство коррелирует с долей коллоидного компонента.

## Список литературы

1. Баклашов И.В. Геомеханика. Т. 1. Основы геомеханики: учебник. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2004.
2. Геомеханика: методическое пособие / Э.В. Каспарьян, А.А. Козырев, М.А. Иофис, А.Б. Макаров. – М: Высшая школа, 2006. – 503 с.
3. Маслов Н.Н. Основы инженерной геологии и механики грунтов. – М: Высшая школа, 1982. – 511 с.
4. Вознесенский Е.А. Динамическая неустойчивость грунтов. – М.: Эдиториал УРСС, 1999. – 263 с.
5. Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород: дисс. ... д-ра техн. наук. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова, 2010.
6. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород // XIII Международная научно-практическая конференция «Современные концепции научных исследований» (Россия, г. Москва, 29-30 апреля 2015 года), М.: Евразийский союз ученых, 2015. – Часть II. – С. 103-109. – URL: [http://issuu.com/euroasiascience/docs/evro\\_13\\_p11](http://issuu.com/euroasiascience/docs/evro_13_p11)
7. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнеземом // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 18-21.
8. Латыпов А.Г. Геотехнологические особенности эксплуатации газовых скважин в слабосцементированных пластах-коллекторах // Электронный журнал «Нефтегазовое дело», 2004. – Т. 2. – С. 83-89. – URL: <http://www.ngdelo.ru/2004/83-89.pdf>
9. Опанасюк А.А. Исследование закономерностей деформирования горных пород в предразрушающей области нагружения: дисс. ... канд. техн. наук. – Владивосток, 2006.

10. Влияние физико-механических свойств песчаника, алевролита, аргиллита на характер их разрушения / С.Ю. Макеев, В.Я. Осенний, А.С. Баскевич, Г.А. Рыжов // Сучасні ресурсоенергозберігаючі технології гірничого виробництва: Науково-виробничий збірник / Кременчуцький Державний політехнічний ун-т ім. М. Остроградського. – 2010. – № 2 (6). – С. 21-27.

11. Глатоленков А.И. Физико-техническое обоснование разупрочнения массива горных пород взрывом // Вестник НАН РК, 1996. – № 1. – С. 30-39.

## References

1. Baklashov I.V., *Geomekhanika* (Geomechanics), Part 1. Osnovy geomekhaniki (Fundamentals of geomechanics), Moscow: Publ. of Moscow State Mining University, 2004.
2. Kaspar'yan E.V., Kozyrev A.A., Iofis M.A., Makarov A.B., *Geomekhanika* (Geomechanics), Moscow: Vysshaya shkola Publ., 2006, 503 p.
3. Maslov N.N., *Osnovy inzhenernoy geologii i mekhaniki gruntov* (Fundamentals of engineering geology and soil mechanics), Moscow: Vysshaya shkola Publ., 1982, 511 p.
4. Voznesenskiy E.A., *Dinamicheskaya neustoychivost' gruntov* (Dynamic instability of soils), Moscow: Editorial URSS Publ., 1999, 263 p.
5. Karmanskiy A.T., *Eksperimental'noe obosnovanie prochnosti i razrusheniya насыщенных осадочных горных пород* (Experimental study on strength and fracture saturated sedimentary rocks): thesis of doctor of technical science, St. Petersburg, 2010.
6. Arutyunov T.V., Savenok O.V., *Printsipy modelirovaniya porovoy struktury slantsevyykh porod* (Principles of modeling the pore structure of shale rock), Proceedings of XIII International scientific and practical conference "Sovremennye kontseptsii nauchnykh issledovaniy" (Modern concepts of scientific research), Moscow, 29-30 April 2015, Part 2, pp. 103-109, URL: [http://issuu.com/euroasiascience/docs/evro\\_13\\_p11](http://issuu.com/euroasiascience/docs/evro_13_p11)
7. Arutyunov T.V., Savenok O.V., *Inzhener-neftyanik*, 2015, no. 2, pp. 18-21.
8. Latypov A.G., *Neftegazovoe delo*, 2004, V. 2, pp. 83-89, URL: <http://www.ngdelo.ru/2004/83-89.pdf>
9. Opanasyuk A.A., *Issledovanie zakonomernostey deformirovaniya gornykh porod v predrazrushayushchey oblasti nagruzheniya* (The study of rock deformation laws of prebreaking loading area): thesis of candidate of technical science, Vladivostok, 2006.
10. Makeev S.Yu., Osenniy V.Ya., Baskevich A.S., Ryzhov G.A., *Vliyanie fiziko-mekhanicheskikh svoystv peschanika, aleвролита, argillita na kharakter ikh razrusheniya* (Influence of physical and mechanical properties of sandstone, siltstone, mudstone on the nature of their destruction), Proceedings of Kremenchuk National University, Kremenchuk, 2010, V. 2(6), pp. 21-27.
11. Glatolenkov A.I., *Vestnik NAN RK*, 1996, no. 1, pp. 30-39.

# Перспективы доразведки берриасских отложений нижнего мела Восточного Ставрополя

А.Н. Елисеев (ПАО «Оренбургнефть»),  
Д.А. Скуба, к.г.-м.н., Д.В. Томашев, к.г.-м.н.,  
А.А. Чумичева, к.г.-м.н., А.В. Савинов (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

**Ключевые слова:** берриасские отложения, коллектор, граничное значение, Восточное Ставрополье  
**Key words:** Berriass sediments, reservoir, boundary reliability, East Stavropol Territory

**Адреса для связи:** dvtomashev@rn-ntc.ru, aachumicheva@rn-ntc.ru

## Введение

Большинство месторождений Восточного Ставрополя находится на завершающей стадии разработки и практически полностью разбурены. В последние годы на территории Восточного Ставрополя возобновлено бурение для доразведки и доразработки известных и пропущенных залежей нижнего мела и юры, сопровождающееся отбором керна и его дальнейшими специальными лабораторно-петрофизическими исследованиями. Посредством анализа материалов керна и геофизических исследований скважин (ГИС) «нового» и «старого» фондов выявлены перспективные направления дальнейшей разведки, оценки и разработки отдельных залежей, к числу которых относятся отложения берриаса (пласты  $K_1XII-XII_2$ ). Продуктивность пластов  $K_1XII-XII_2$  нижнего мела известна только на месторождениях Белозерское, Зимняя Ставка, Надеждинское (поле Старобакресское).

В настоящее время берриасские отложения слабо охарактеризованы керновым материалом, а имеющиеся данные лабораторных исследований не представительны. Кернового материала недостаточно для создания собственной петрофизической модели, необходимой для корректного выделения и оценки перспективных интервалов.

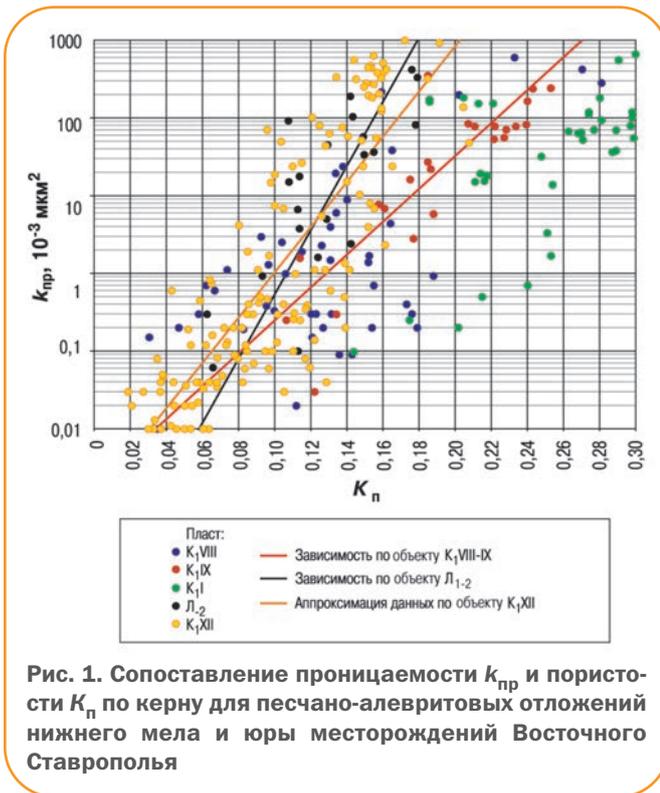
## Особенности исследования берриасских коллекторов

По имеющимся керновым данным отложения берриаса представлены песчаниками, алевролитами с прослоями гравелитов, аргиллитов и известняков. Наиболее распространенным и обладающим коллекторским потенциалом типом пород являются песчаники. К характерным особенностям песчаников относятся постоянная примесь гравийного

материала, крайне плохая отсортированность и весьма разнообразная степень окатанности. Их средняя минералогическая плотность составляет  $2,65 \text{ г/см}^3$ , пористость –  $1,9-21,3 \%$ ; для образцов проницаемостью более  $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  средняя пористость по керну составляет около  $14,2 \%$ ; проницаемость образцов-песчаников изменяется от менее  $0,01 \cdot 10^{-3}$  до  $0,988 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Коллекторы берриасских отложений относятся к гранулярным с межзерновой пористостью, представлены песчаниками или песчано-алевритовыми разностями с умеренной дисперсной глинистостью, насыщены высокоминерализованными пластовыми водами со слабо меняющейся по площади и разрезу концентрацией солей  $C_B \approx 75-90 \text{ г/л}$ , удельное электрическое сопротивление вод  $\rho_B \approx 0,23-0,26 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , температура варьируется в пределах  $135-150 \text{ }^\circ\text{C}$ .

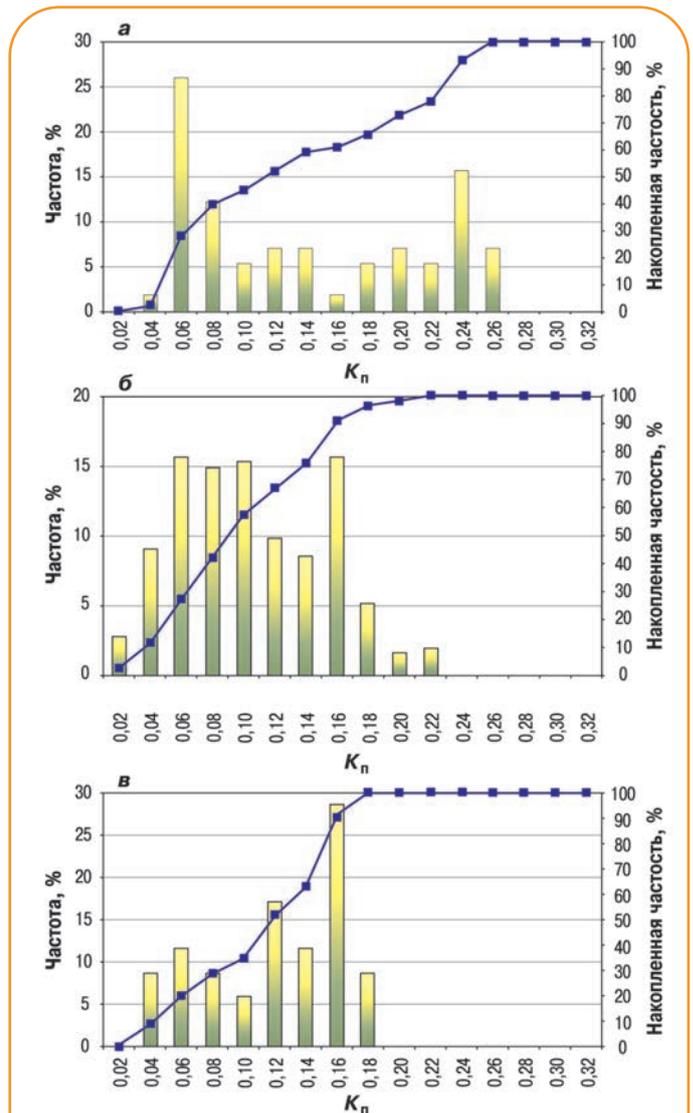
По сравнению с берриасскими продуктивными коллекторами залежи углеводородов в пределах таких основных промышленных объектов разработки, как  $K_1I$ ,  $K_1VIII-IX$  и  $J_{1-2}$ , более широко распространены и изучены в пределах Восточного Ставрополя, охарактеризованы большим объемом фактического кернового материала. Для нижнемеловых и юрских коллекторов авторами в рамках регулярно проводимых проектов по пересчету запасов углеводородов по месторождениям Восточного Ставрополя разработаны и внедрены интерпретационные модели и методические подходы по выделению коллекторов и их оценке. На рис. 1, 2 приведены сопоставления и распределения основных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) выше- и нижезалегающих объектов нижнего мела и юры. Из рис. 1, 2 видно, что коллекторские свойства объектов  $K_1XII-XII_2$  нижнего мела заметно ниже, чем объ-



ектов  $K_1I$ ,  $K_1VIII-IX$ , но приближаются к ФЕС юрских залежей. Поэтому для выделения и оценки продуктивных проницаемых берриасских интервалов  $K_1XII-XII_2$  можно рекомендовать использовать зависимости и интерпретационные модели, установленные для юрских отложений на более представительном керновом материале.

Тем не менее для пластов  $K_1XII-XII_2$  на керновом материале месторождений Зимняя Ставка и Надеждинское установлена зависимость  $k_{пр} = 0,0012 \cdot e^{0,6717K_n}$ , которая может быть рекомендована для приближенной оценки проницаемости берриасских коллекторов по данным ГИС (см. рис. 1). Зависимость имеет степень корреляции сравниваемых параметров  $k_{пр}$  и  $K_n$ , равную 0,7.

Также с целью выделения коллекторов в интервале залежей  $K_1XII-XII_2$  приближенно получен собственный граничный предел  $\alpha_{ПС гр}$  по совокупности данных микронзондирования (МКЗ) и кавернометрии (КВ) и результатам испытаний. Интегральные кривые распределений, соответствующие коллекторам и неколлекторам для пластов  $K_1XII-XII_2$ , пересекаются при  $\alpha_{ПС гр} \approx 0,485$ , что близко к предельному для юрских отложений  $\alpha_{ПС гр} \approx 0,5$ , установленному как для данного месторождения, так и для ряда других площадей Восточного Ставрополя. Для пластов нижнего мела  $K_1VIII-IX$  в пределах Прикумской зоны поднятий характерен  $\alpha_{ПС гр} \approx 0,55$ . В результате для отложений  $K_1XII-XII_2$  принято  $\alpha_{ПС гр} \approx 0,49 (\approx 0,5)$ .



а – пласт  $K_1IX$  (выборка 58 образцов;  $K_n = 0,03-0,25$ ;  $K_{n.ср} = 0,13 (0,2)$ ); б – пласт  $K_1XII$  (выборка 256 образцов;  $K_n = 0,0231-0,213$ ;  $K_{n.ср} = 0,0964 (0,14)$ , выборка 58 образцов); в – пласт J (выборка 37 образцов;  $K_n = 0,02-0,18$ ;  $K_{n.ср} = 0,11 (0,13)$ )

Отсутствие представительного керна по коллекторам пластов  $K_1XII-XII_2$  и дополнительных лабораторных исследований по обоснованию зависимости параметра пористости  $P_n = f(K_n)$  и параметра насыщения от водонасыщенности  $P_n = f(K_v)$  не позволяет получить хотя бы приближенные интерпретационные уравнения типа «кern – ГИС» и «кern – kern», необходимые для оценки пористости, характера насыщения и коэффициентов насыщения коллекторов. Для таких оценок после сравнительного анализа коллекторских свойств выше- и нижезалегающих подсчетных объектов промышленного значения

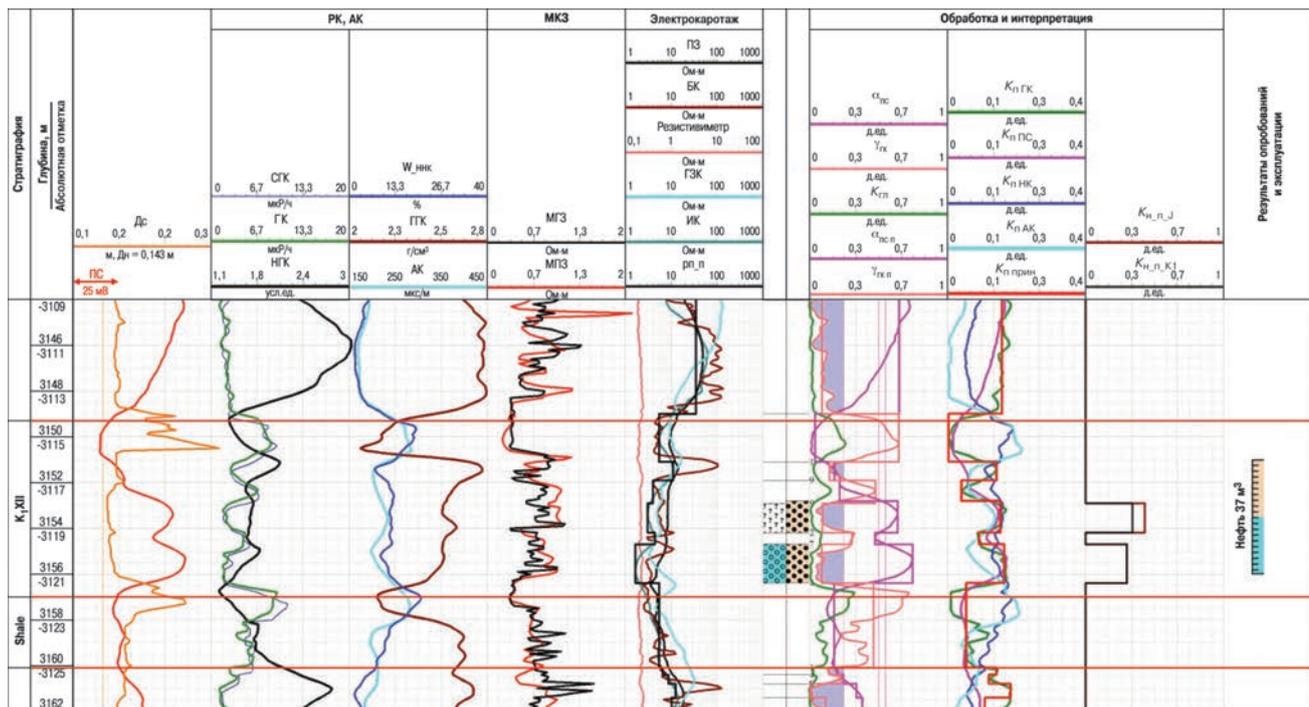


Рис. 3. Литолого-геофизическая характеристика пласта  $K_{1XII}$  по одной из новых скважин, пробуренных в пределах Зимне-Ставкинского лицензионного участка ( $K_{н,п,j}$ ,  $K_{н,п,К1}$  – попластовые значения нефтенасыщенности по пластам соответственно юры и нижнего мела)

и берриаских коллекторов в пределах Восточного Ставрополя целесообразно использовать интерпретационную модель, установленную для юрских отложений<sup>1</sup>.

### Результаты бурения и испытания разведочных скважин

По результатам переинтерпретации имеющихся данных 3D сейсморазведки в 2014 г. в рамках программы геолого-разведочных работ в пределах Зимне-Ставкинского лицензионного участка пробурены две разведочные скважины.

В процессе бурения первой скважины из интервала берриаских отложений нижнего мела был отобран керн с явными признаками нефтенасыщения. В связи с этим принято решение об испытании пласта в эксплуатационной колонне. В результате опробования пласта с использованием электроцентробежного насоса (ЭЦН) скважина вышла на установившийся режим работы: дебит жидкости – 62,7 м<sup>3</sup>/сут, нефти – 36,4 т/сут; обводненность – 30 %. Удельное электрическое сопротивление

(УЭС) продуктивных интервалов по показаниям больших зондов ВИКИЗ, БКЗ близко к граничному «нефть – вода», а в отдельных прослоях даже несколько ниже граничного значения, установленного для юрских залежей. При этом показания методов кажущихся сопротивлений различаются.

В процессе бурения второй скважины по данным ГИС в пласте  $K_{1XII}$  выделены два прослоя с УЭС 3,046 и 1,655 Ом·м. Согласно оперативному заключению по характеру насыщения нижний прослой – водонасыщенный, насыщение верхнего прослоя достоверно не установлено, возможно, он нефтенасыщенный. На основании положительных результатов испытания пласта  $K_{1XII}$  в первой разведочной скважине было принято решение об испытании пласта в эксплуатационной колонне.

В результате испытания пласта при помощи ЭЦН на штуцере диаметром 18 мм вторая скважина вышла на установившийся режим работы со следующими параметрами: дебит жидкости – 24,7 м<sup>3</sup>/сут; нефти – 19,7 т/сут; обводненность – 2 %.

<sup>1</sup> Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2003. – 397 с.

<sup>1</sup> Shnurman I.G., *Izuchenie terrigennykh kolektorov Predkavkaz'ya po rezul'tatam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* (The study of Ciscaucasus terrigenous reservoirs on the results of well logging), Krasnodar: Prosveshchenie-Yug Publ., 2003, 397 p.

Скважина была пущена в эксплуатацию, после проведения ГРП дебит жидкости составил 79,5 м<sup>3</sup>/сут; нефти – 50,6 т/сут; обводненность – 36 % (рис. 3).

Возможными причинами несоответствия показаний методов кажущихся сопротивлений и результатов испытаний могут быть следующие факторы:

- применение современных буровых растворов и их возможное «нестандартное» влияние на параметры зоны проникновения пластов, пока не достаточно изученное;

- несоблюдение временного интервала между окончанием бурения скважины и проведением геофизических исследований, что может привести к формированию очень глубокой зоны проникновения фильтра бурового раствора,

препятствующей корректной количественной оценке параметров пласта.

В результате бурения, опробования и ввода в эксплуатацию двух новых скважин был определен и рекомендован к дальнейшим испытаниям еще ряд скважин (рис. 4).

### Выводы

1. Информация, полученная по двум новым скважинам в пределах Зимне-Ставкинского лицензионного участка, изменила представления о размерах берриасской залежи, ФЭС ее коллекторов. Поэтому следует предположить, что применение обобщенных интерпретационных моделей, полученных по фактическим материалам выше- и нижележащих горизонтов, может в дальнейшем привести к искажению подсчетных параметров.

2. При интерпретации данных ГИС следует учитывать влияние на параметры пласта полимер-глинистых ингибированных, известковистых и других ми-

нерализованных буровых растворов и промывочных жидкостей, используемых ранее в XX веке. Этот фактор требует тщательного учета при подготовке оперативных заключений по вновь пробуренным скважинам и при построении интерпретационных связей типа «керна – ГИС».

3. Разработка петрофизической модели для берриасских залежей, а также установление интерпретационной цепочки между большим объемом «старых» скважин с ограниченным комплексом ГИС, без отбора керна и вновь пробуренных скважин при различающихся свойствах используемых промывочных жидкостей позволит проводить более корректную оценку подсчетных параметров и повысит эффективность планирования ГТМ.

4. Имеющиеся в настоящее время фактические материалы по залежам берриаса Восточного Ставрополя требуют дополнения посредством бурения новых скважин с отбором керна в интервалах пластов К<sub>1</sub>XII-XII<sub>2</sub>.



Рис. 4. Структурная карта кровли берриасских отложений изучаемой территории

# Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна

**А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.И. Коробова,  
А.А. Сулова, Н.П. Фадеева  
(МГУ имени М.В.Ломоносова),  
С.И. Савченко, О.М. Тимошенко (ОАО «НК «Роснефть»)**

**Ключевые слова:** доманиковые отложения, кремнистые породы, органическое вещество, минеральный состав, геохимические параметры

**Key words:** domanic formation, siliceous rocks, organic matter, mineral composition, geochemical parameters

**Адрес для связи:** a.stoupakova@oilmsu.ru

## Введение

Богатые органическим веществом доманиковые отложения уже давно привлекают внимание геологов-нефтяников как потенциальный источник нефти. Наличие свободных углеводородов в нефтегазоматеринской толще заставляет задуматься о возможности их прямого извлечения. Как правило, эта толща имеет сложное строение, представлена частым чередованием пород разного минерального состава и включает выдержанные интервалы разреза с высоким содержанием углеводородов как в свободном состоянии, так и в матрице породы [1, 2].

Доманиковые отложения среднефранского яруса верхнего отдела девонской системы выделяются в самостоятельную доманиковую свиту, обогащенную органическим веществом. Литологические аналоги доманиковых отложений отмечаются в верхнедевонско-нижнекаменноугольном разрезе, включая турнейский ярус и иногда нижнюю часть визейского яруса [1]. Сходство литологического состава и условий формирования отложений доманикового типа позволяет рассматривать их как единую доманиковую толщу верхнедевонско-

нижнекаменноугольного турнейского возраста. Эти отложения широко распространены на территории Восточно-Европейской платформы, в Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах. Область их распространения определяется границами внутришельфовых впадин позднедевонско-раннекаменноугольного времени (рис. 1) [2]. Сложное строение доманиковой толщи и различные формы нахождения в ней углеводородов (как в свободном, так и в связанном состоянии) требуют абсолютно новых подходов к оценке ее строения, объема нефти и газа в составе толщи доманиковых отложений и выделению интервалов, способных аккумулировать углеводороды [3, 4].

## Тектоническое положение

Область распространения доманиковых отложений меняется во времени и зависит от структурного плана региона. На поднятиях их толщина и стратиграфический диапазон уменьшаются, во впадинах отложения представлены наиболее полно и включают весь стратиграфический диапазон от семилукского яруса среднего девона до турнейского и визейского ярусов нижнего карбона.

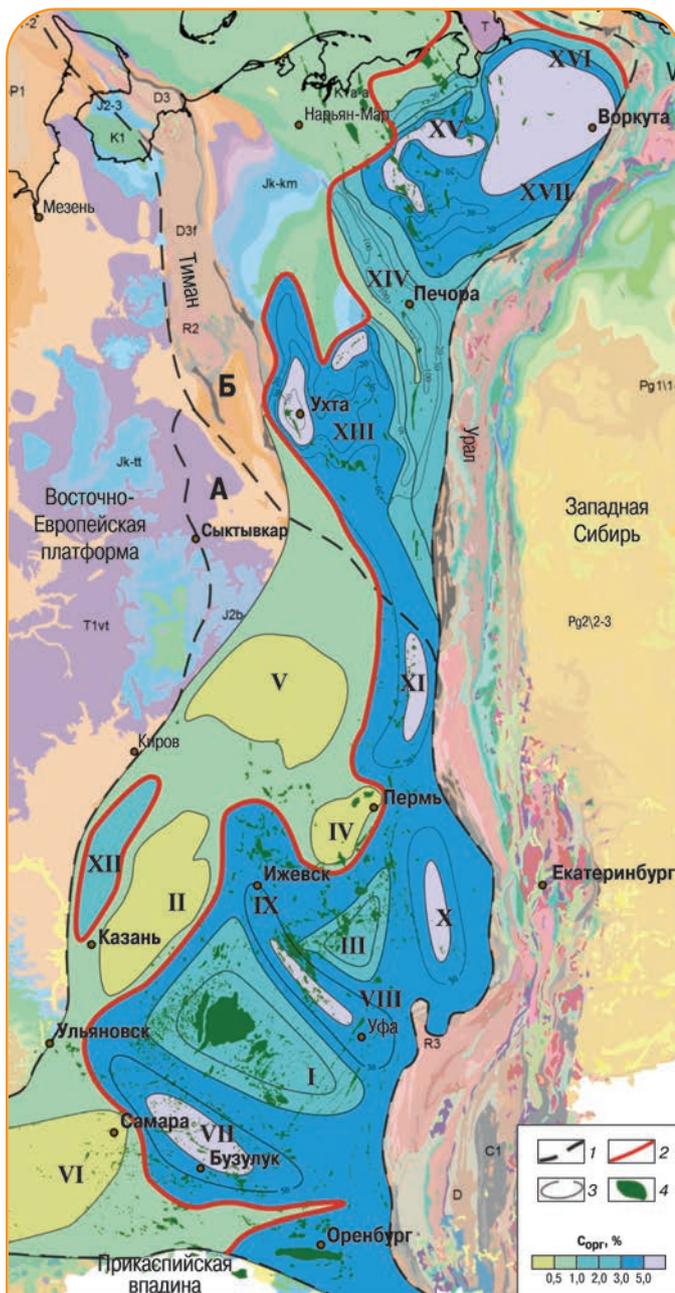


Рис. 1. Схема развития доманиковых отложений в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах [3] ( $C_{орг}$  – содержание органического вещества)

Крупные поднятия Волго-Уральского бассейна связаны с кристаллическими массивами, а впадины, как правило, наложены на древние авлакогены. Авлакогены характеризуются большой протяженностью и представляют собой линейно-вытянутые на многие сотни километров прогибы шириной до 100–200 км. Сводовые поднятия оставались относительно приподнятыми на протяжении всей истории развития бассейна. Они раздроблены многочисленными разрывными нарушениями, которые формируют отдельные неглубокие грабены.

### Результаты опробования среднефранско-турнейского комплекса отложений

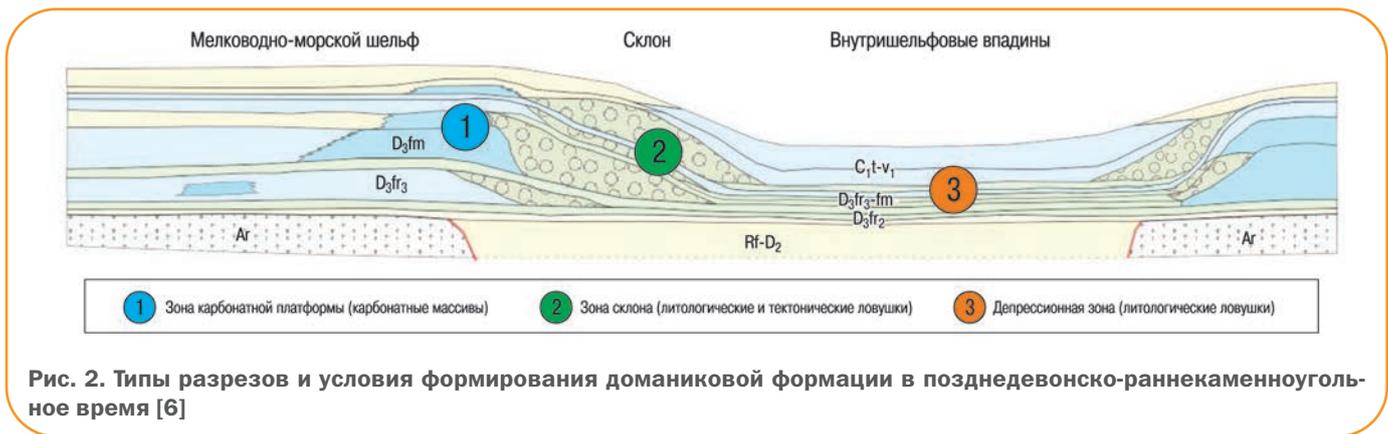
Залежи нефти и нефтепроявления из доманиковых отложений присутствуют на территории всего Волго-Уральского бассейна в Татарстане, Башкортостане и Удмуртии, а также в Пермской, Самарской и Оренбургской областях. Нужно отметить, что даже в тех случаях, когда притоки нефти не были получены, фиксировались большие водопитоки, что подтверждает существование выдержанных пластов-коллекторов.

В Самарской и Оренбургской областях основные притоки нефти из среднефранских-турнейских отложений были отмечены в пределах Мухано-Ероховского прогиба. В Самарской области максимальный ( $55 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) приток нефти с водой получен на Доматовской площади из бургского горизонта, а в Оренбургской (более  $100 \text{ т}/\text{сут}$ ) – на Твердиловской площади из турнейского яруса. Притоки нефти с дебитами 3–5 т/сут получены на юге Самарского Заволжья на площадях Борской депрессии (Аверьяновской, Северо-Максимовской, Борской, Ильменевской). В Оренбургской области заслуживают внимания приток нефти дебитом 10 т/сут из скважины Петро-Херсонцевой площади, а также нефтенасыщенный керн из бургского горизонта на Колганском месторождении (Восточно-Оренбургское поднятие).

### Условия осадконакопления доманиковых отложений

Формирование доманиковой высокоуглеродистой формации происходило на этапе синеклизного развития бассейна. Оно началось в позднедевонское время и продолжалось до раннекаменноугольного турнейского времени. В этот период установился режим устойчивого морского бассейна, в пределах которого сочетались относительно глубоководные условия внутришельфовых впадин и периодически осушаемого мелководного шельфа. Относительно глубоководные условия преобладали на месте древних авлакогенов, мелководно-морские – на древних выступах фундамента.

Высокоуглеродистые формации накапливались в периоды нескольких пиков морской трансгрессии в истории развития Земли, в морском бассейне глубиной 100–300 м в условиях иловых впадин и нормального газового режима. Преимущественное отсутствие сероводородного заражения при-



донных вод обосновано широким распространением остатков сидячего бентоса (пелициподы, замковые брахиоподы) и нектоннобентических головоногих (гониатитов), чувствительных к недостатку кислорода. Тем не менее геохимические исследования показывают, что условия сероводородного заражения периодически возникали, так как в некоторых образцах обнаружены производные изорениератена – биомаркера сероводородного заражения фотического слоя [5].

Геохимическая среда осадконакопления представляла собой окислительно-восстановительные обстановки (соотношение Pr/Ph варьировалось от 0,11–0,88 до 1,57–2,24). В результате сформировались кремнисто-карбонатные или карбонатно-кремнистые отложения с  $C_{орг} > 5\%$  как в относительно глубоководных, так и в мелководных условиях. Соотношение DBT/P – Pr/Ph в органическом веществе указывает на области накопления мелководных карбонатно-глинистых осадков [6, 7].

Формирование разреза началось в условиях быстрой морской трансгрессии и максимально высокого стояния уровня моря, когда происходило образование отложений с темной окраской, значительным содержанием органического вещества, сильной пиритизацией, окремнением и своеобразным комплексом морской фауны, местами породообразующей. Толщина интервала с максимальным высоким  $C_{орг}$  обычно не превышает 20–40 м, лишь в единичных случаях достигает 60–80 м.

В процессе заполнения относительно глубоководного бассейна осадочным материалом возникло разнообразие обстановок осадконакопления при сохранении условий относительного погружения бассейна. В это время осадки накапливались в нескольких фациальных зонах. Среди них можно выделить внутришельфовые впадины, склоны и

зоны мелководно-морского шельфа (рис. 2). В этих зонах формировались различные типы разрезов с разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В относительно глубоководном бассейне на фоне быстрой трансгрессии, высокого стояния уровня моря и последующего заполнения бассейна осадочным материалом образовывались богатые органическим веществом отложения верхнего девона – нижнего карбона Волго-Уральского бассейна, которые по литологии и фациальным условиям осадконакопления можно отнести к доманиковым.

### Типы разрезов доманиковой формации

Чередование периодов трансгрессий с периодами относительно спокойного внутришельфового осадконакопления обусловило слоистое строение доманиковой толщи и чередование литологических пачек разного минералогического состава. Каждая пачка сложена определенными последовательностями карбонатно-кремнистых пород. В основном суммарное количество карбонатных минералов изменяется в зависимости от содержания кремнистых пород (рис. 3). Глинистые минералы в разрезе практически отсутствуют. Их содержание обычно не превышает 1–2 %.

Кремнистыми породами (силицитами) называются осадочные образования, содержащие 50–100 % свободного и (или) водного кремнезема в форме биогенных, биохемотренных и (или) хемотренных компонентов. Эти компоненты состоят из минералов кремнезема: опала, кристобалита, халцедона, кварца. К карбонатным породам относятся образования, на 50 % и более состоящие из карбонатных минералов, среди которых чаще всего встречаются кальцит и доломит. Глинистые породы – осадочные образования, на 50 % и более сло-

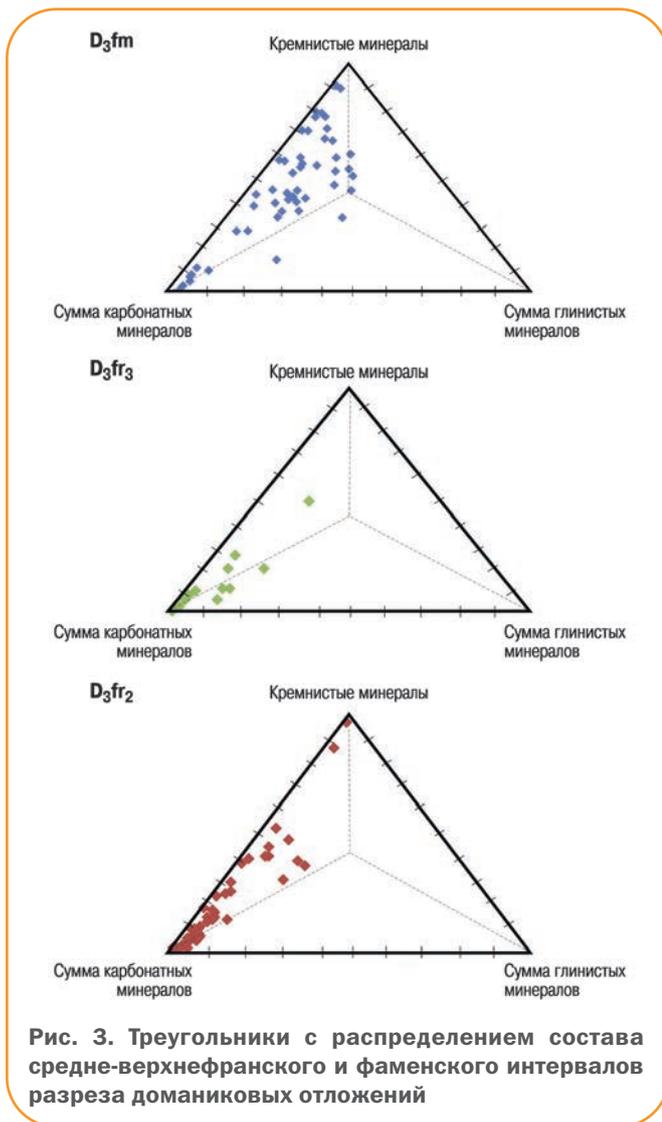


Рис. 3. Треугольники с распределением состава средне-верхнефранского и фаменского интервалов разреза доманиковых отложений

женные глинистыми минералами размером не более 0,01 мм. Основные глинистые минералы представлены каолинитом, монтмориллонитом, гидрослюдой и хлоритом [8]. Минералогический состав пачек зависит от условий осадконакопления отложений в относительно глубоководных внутришельфовых впадинах, на склонах поднятий и в условиях мелководно-морского шельфа.

*Разрезы относительно глубоководных впадин*, некомпенсированных осадконакоплением, аналогичны повсеместно накапливаемым на пике трансгрессии морского бассейна в доманиковое время. В остальное время область их распространения ограничена частью впадины, в которой еще не началось активное осадконакопление. Разрез часто представлен циклическим и неравномерным чередованием тонкослоистых ритмов керогеново-карбонатного-кремнистого и керогеново-кремнисто-карбонатного составов, а также тентакулитовых известняков (пак-грейнстоунов) (рис. 4).

*Разрезы склонов поднятий или бортов «рифовых» тел* распространены на бортах впадин некомпенсированного погружения и в нижних частях склонов прилегающих к ним поднятий. В разрезе, где преобладает карбонатный материал, высокоуглеродистые интервалы развивались вдоль биогермных построек. В основном разрез представлен чередованием пачек известняков (мадстоунов и вакстоунов) с прослоями обломочных разностей и высокоуглеродистых кремнистых пород (рис. 5).

*Разрезы мелководно-морского шельфа и впадин с компенсированным осадконакоплением* обрамляют внутришельфовые впадины. В этих условиях уменьшается содержание органического вещества, слоистый характер толщи свидетельствует о преобладании тонкого материала в бассейне осадконакопления. Для данного типа разреза характерна максимальная толщина пачек – до 150 м, изредка более. Согласно результатам анализа керн в разрезе преобладают известняки (вакстоуны), интенсивно биотурбированные, и известняки (пакстоуны), часто содержащие биокласты одиночных кораллов. Отмечаются также водорослевые известняки (баундстоуны) [9] (рис. 6).

Все описанные типы разрезов хорошо выделяются на сейсмопрофилях, пересекающих Мухано-Ероховский прогиб (МЕП).

### Геохимическая характеристика нефтематеринских пород доманиковой формации

Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления доманиковых отложений обусловил также чередование в разрезе карбонатно-кремнистых интервалов с высокими концентрациями органического вещества (до 50 %) и карбонатных интервалов, где содержание органического углерода составляет доли процентов. Низкие концентрации органического вещества (менее 0,5 %) встречаются в алевритистых и известковистых породах, биокластовых, микритовых и шламовых известняках, накопление которых протекало в мелководных условиях (тиховодный залив, мелководный шельф) в неустойчивом окислительно-восстановительном режиме. Они приурочены к нижней части доманиковой формации и отдельным прослоям верхнего франа, а также к породам фамена на склонах карбонатных платформ (склоны Татарского свода). Нефтематеринский потенциал этих пород незначительный:  $(S_1+S_2) = 0,11-1,63$  мг УВ/г породы; водородный индекс  $HI = 136-370$  мг УВ/г  $C_{орг}$ , кислородный

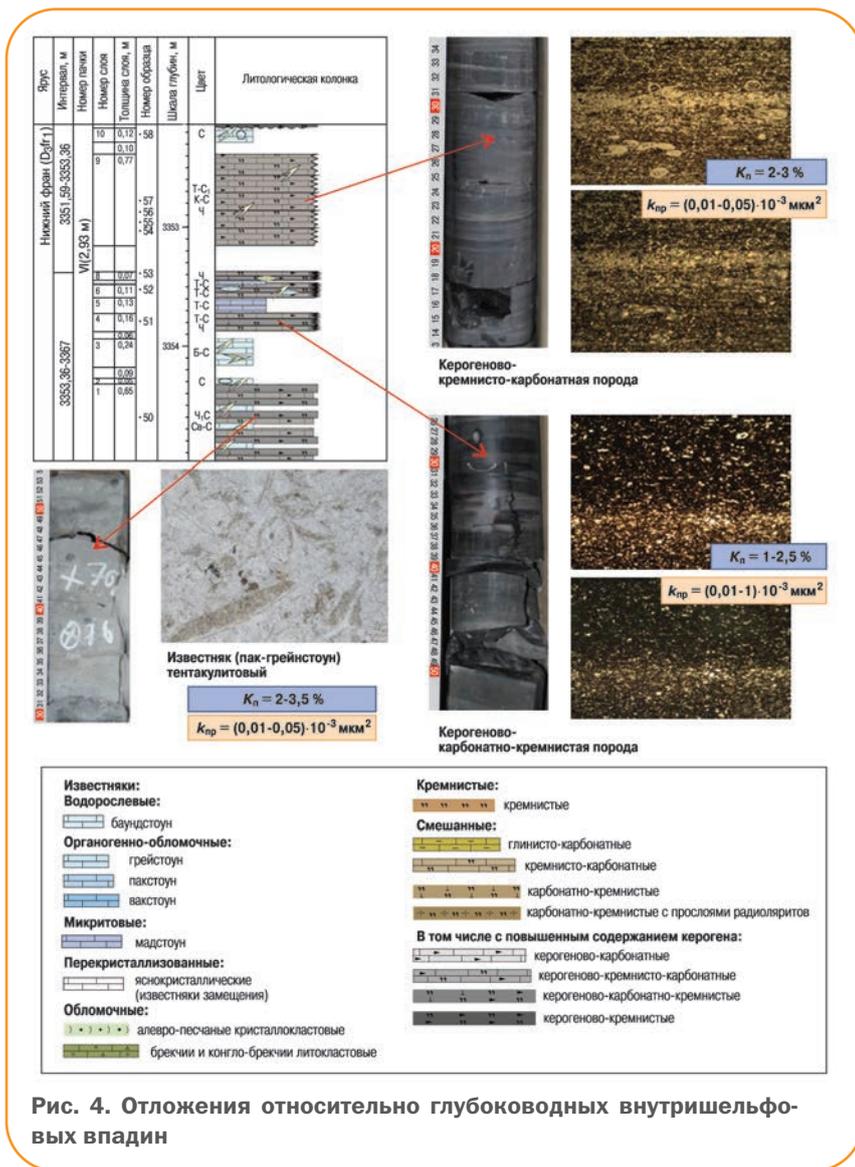


Рис. 4. Отложения относительно глубоководных внутришельфовых впадин

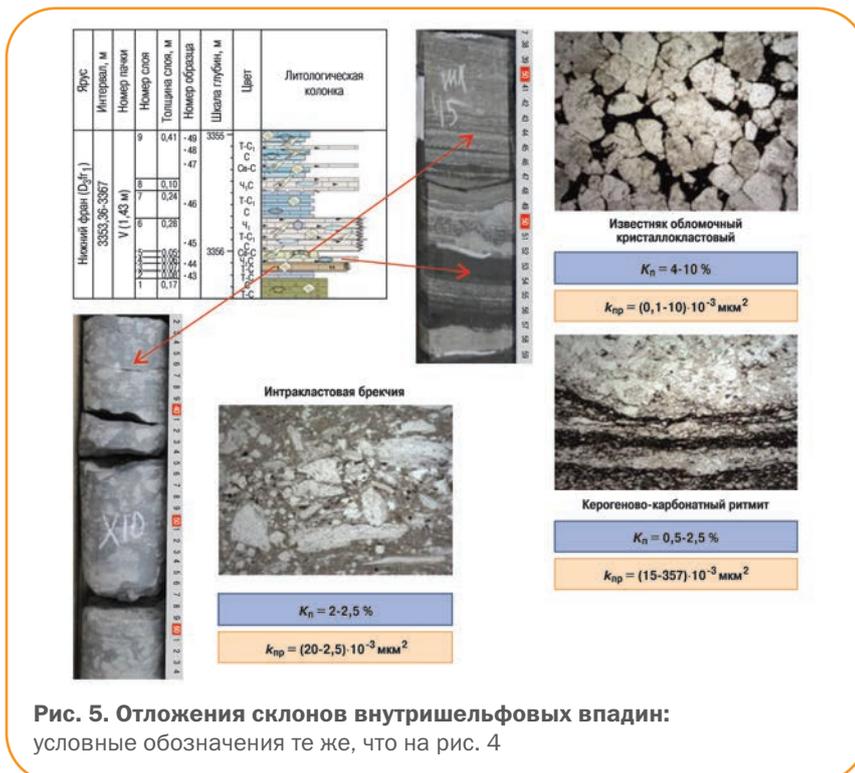


Рис. 5. Отложения склонов внутришельфовых впадин: условные обозначения те же, что на рис. 4

индекс  $OI = 124 \text{ мг CO}_2/\text{г } C_{\text{орг}}$ . Они характеризуются низким содержанием битумоидов (0,03 %) и углеводородов (0,08 кг УВ/т породы, или 2,5 % в органическом веществе); в групповом составе доминируют смолистоасфальтеновые компоненты (до 65 %). Тип керогена III – II [10, 11].

Высокие концентрации органического вещества (от 0,6 до 49,4 %) характерны для темноцветных тонкослоистых карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных ритмитов относительно глубоководной зоны бассейна. В составе ритмитов выделяются очень тонкие слойки шламовых известняков, колломорфное органическое вещество, многочисленные остатки тентакулит, полости которых выполнены органическим веществом [6, 9]. Содержание органического вещества в них в среднем составляет 33 %,  $HI = 505\text{--}635 \text{ мг УВ/г породы}$ ,  $OI = 2\text{--}8 \text{ мг CO}_2/\text{г } C_{\text{орг}}$ ,  $(S_1+S_2) = 162\text{--}299 \text{ мг УВ/г породы}$ ; коэффициент преобразованности керогена  $PI(S_1/S_1+S_2) = 0,05$ ; тип керогена II. Породы характеризуются высокой битуминозностью (2,5–4,1 %), с преобладанием смолистоасфальтеновых компонентов (67 %), содержание свободных углеводородов ( $S_1$ ) составляет до 9 мг /г породы. Наиболее высокий генерационный потенциал свойственен кремнисто-карбонатным отложениям семилукского и мендымского горизонтов.

В склоновых фациях концентрация органического вещества снижается с приближением к мелководным фациям карбонатной платформы в среднем с 13 до 2,5 %,  $(S_1+S_2)$  – с 27–163 до 5–15 кг УВ/т породы; карбонатные слойки, линзы с более низкими концентрациями органического вещества могут рассматриваться как породы-резервуары. Содержание битумоидов и углеводородов высокое (0,72–4,2 мг УВ/г породы). Свободные углеводороды ( $S_1$ ) содержатся в количестве 0,03–12 мг УВ/г породы. Тип органического вещества при этом не меняется.

Среди алкановых углеводородов преобладают  $C_{16}\text{--}C_{22}$ , особенно чет-

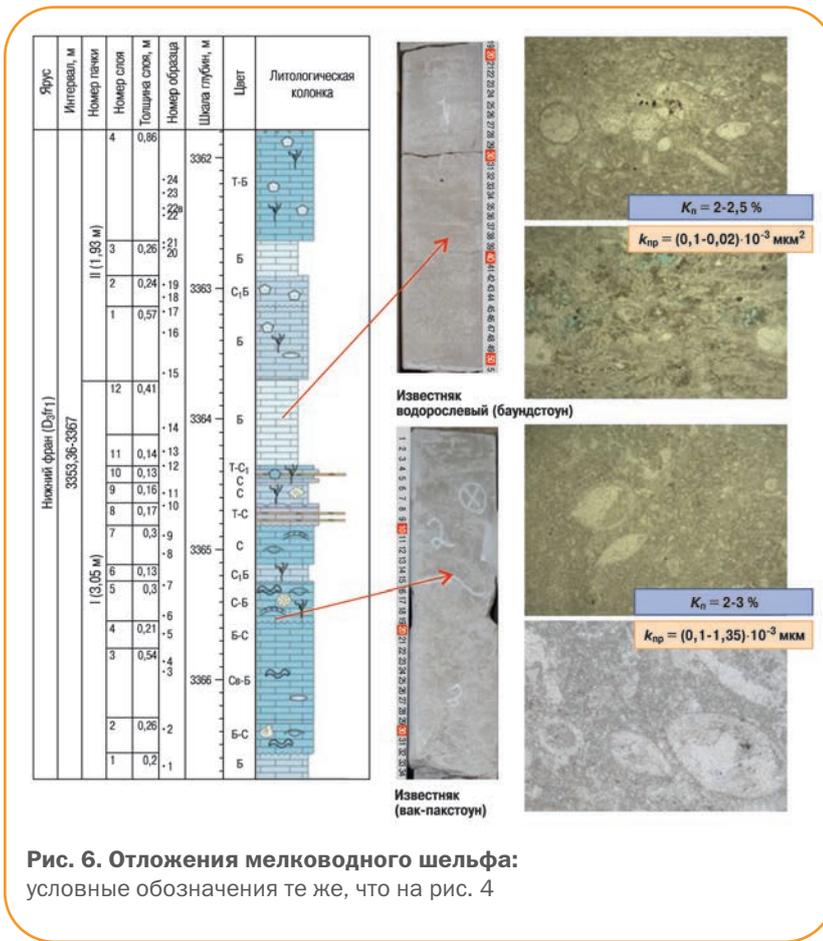


Рис. 6. Отложения мелководного шельфа: условные обозначения те же, что на рис. 4

ные (C<sub>16</sub>, C<sub>20</sub>), которые доминируют и в более высокомолекулярной области C<sub>24</sub>-C<sub>30</sub>. Среди терпанов доминирует трициклический t23 и гопан Н<sub>30</sub>, отмечается присутствие моретана, гаммацера, тетрациклана Т24, Н<sub>29</sub>/Н<sub>30</sub>=0,32-0,85, в группе гомогопанов преобладает Н<sub>35</sub> (Н<sub>35</sub>/Н<sub>34</sub>=1,19-1,52), в незначительных количествах присутствуют диастераны, что свидетельствует о низком содержании глинистых минералов в матрице нефтепроизводящих и нефтесодержащих пород.

**Заклучение**

Доманиковые отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна – это тонкослоистая карбонатно-кремнистая формация с повышенным содержанием органического вещества, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Чередование карбонатно-кремнистых высокоуглеродистых нефтематеринских толщ и плотных карбонатных резервуаров характерно для всего разреза верхнедевонско-турнейских отложений. Несмотря на то, что число обогащенных органическим веществом прослоев в отдельных

структурных зонах сокращается вверх по разрезу, в доманиковую толщу можно включить весь разрез от семилукского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона и рассматривать эти отложения как единую высокоуглеродистую доманиковую толщу.

Доманиковые отложения сложены преимущественно кремнисто-карбонатными породами. Преобладают карбонатные, затем кремнистые минералы, доля глинистых минералов в среднем не превышает 2-3 %. Накопление происходило в меняющихся условиях от морских придонных иловых впадин до мелководных карбонатных платформ, что и определило типы пород от преимущественно карбонатных и обломочно-карбонатных на склонах до карбонатно-кремнистых, богатых органическим веществом во впадинах. Смена условий осадконакопления обусловила и чередование в разрезе нефтематеринских толщ и природных резервуаров, которые создают единую углеводородную систему доманиковых отложений с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Наиболее перспективные интервалы приурочены к склоновым фациям глубоких прогибов.

**Список литературы**

1. Новые данные по биостратиграфии и фаціальным типам разрезов доманиковых отложений (верхний девон) Волго-Уральского бассейна / Ю.А. Гатовский, А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков [и др.] // Вестник Московского университета. Сер. 4: Геология. – 2015. – № 5. – С. 86-99.
2. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна / Т.А. Кирюхина, М.А. Большакова, А.В. Ступакова [и др.] // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 87-100.
3. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Т.А. Кирюхина, Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76-87.
4. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / Под ред. В.Н. Шванова. – С.-Пб.: Недра, 1998. – 352 с.
5. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти / А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.П. Фадеева [и др.] // Вестник Московского университета. Сер. 4: Геология. – 2015. – № 3. – С. 3-10.

6. *Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна* / А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков [и др.] // *Георесурсы*. – 2015. – № 2. – С. 77–86.

7. *Геохимическая характеристика нефтематеринских пород доманиковой формации севера Волго-Уральского нефтегазонасного бассейна* / А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков [и др.] // *Георесурсы*. – 2015. – № 2(61). – С. 77–86.

8. *Исследование органического вещества и факторов, способствующих трансформации пустотного пространства отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода* / Р.С. Хисамов, Н.П. Фадеева, Д.Р. Гилязетдинова [и др.] // В сб. «Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений». – Альметьевск: ПАО «Татнефть», 2015. – С. 52–64.

9. *Литологическая типизация пород высокоуглеродистых комплексов* / Р.С. Хисамов, Т.А. Шарданова, А.В. Ступакова [и др.] // В сб. «Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений». – Альметьевск: ПАО «Татнефть», 2015. – С. 45–52.

10. *The hydrocarbon generation potential of the Domanik formation in the Volga-Ural petroliferous basin* / N.P. Fadeeva, E.V. Kozlova, E.N. Poludetkina [et. al.] // *Moscow University Geology Bulletin*. – 2015. – V. 70 (6). – P. 521–529.

11. *Organic matter of the Domanic deposits in the Timano-Pechora and Volga-Ural Basins, Russia* / N.V. Pronina, N.P. Fadeeva, M.A. Bolshakova [et al.] // SDGG, 67<sup>th</sup> Annual Meeting of the International Committee for Coal and Organic Petrology. – Potsdam, Germany, 1987. – P. 137–137.

## References

1. Gatovskiy Yu.A., Stupakova A.V., Kalmykov G.A. et al., *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya = Moscow University Geology Bulletin*, 2015, no. 5, pp. 86–99.

2. Kiryukhina T.A., Bol'shakova M.A., Stupakova A.V. et al., *Georesursy = Georesources*, 2015, no. 2, pp. 87–100.

3. Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V. et al., *Geologiya nefiti i gaza = The journal Oil and Gas Geology*, 2013, no. 3, pp. 76–87.

4. *Sistematika i klassifikatsiya osadochnykh porod i ikh analogov* (Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues): edited by Shvanov V.N., St. Petersburg: Nedra Publ., 1998, 352 p.

5. Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P. et al., *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya = Moscow University Geology Bulletin*, 2015, no. 3, pp. 3–10.

6. Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. et al., *Georesursy = Georesources*, 2015, no. 2, pp. 77–86.

7. Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. et al., *Georesursy = Georesources*, 2015, no. 2, pp. 77–86.

8. Khisamov R.S., Fadeeva N.P., Gilyazetdinova D.R. et al., *Issledovanie organicheskogo veshchestva i faktorov, sposobstvuyushchikh transformatsii pustotnogo prostranstva otlozheniy karbonatnogo devona Yuzhno-Tatarskogo svoda* (The study of organic matter and the factors contributing to the transformation of the void space of Devonian carbonate sediments of the South Tatar crest), Collected papers “Perspektivy uvelicheniya resursnoy bazy razrabatyvaemykh mestorozhdeniy, v tom chisle iz domanikovykh otlozheniy” (Prospects for increasing the resource base of developed deposits, including deposits from Domanik), Al'met'evsk: Publ. of Tatneft', 2015, pp. 52–64.

9. Khisamov R.S., Shardanova T.A., Stupakova A.V. et al., *Litologicheskaya tipizatsiya porod vysokouglerodistykh kompleksov* (Lithological typology high carbon rocks complexes), Collected papers “Perspektivy uvelicheniya resursnoy bazy razrabatyvaemykh mestorozhdeniy, v tom chisle iz domanikovykh otlozheniy” (Prospects for increasing the resource base of developed deposits, including deposits from Domanik), Al'met'evsk: Publ. of Tatneft', 2015, pp. 45–52.

10. Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Poludetkina E.N. et al., *The hydrocarbon generation potential of the Domanik formation in the Volga-Ural petroliferous basin*, Moscow University Geology Bulletin, 2015, no. 6, pp. 521–529.

11. Pronina N.V., Fadeeva N.P., Bolshakova M.A. et al., *Organic matter of the Domanic deposits in the Timano-Pechora and Volga-Ural Basins, Russia*, SDGG, 67<sup>th</sup> Annual Meeting of the International Committee for Coal and Organic Petrology, Germany, Potsdam, 1987, pp. 137–137.

# Повышение достоверности экономических оценок мероприятий по оптимизации сооружений при наземном обустройстве нефтяных одиночных скважин

Г.Г. Гилаев, д.т.н., О.В. Гладунов (АО «Самаранефтегаз»),  
А.В. Гришагин, А.Н. Гуров (ООО «СамарНИПИнефть»),  
А.А. Каверин, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** исключение составных частей, минимизация размеров составных частей, минимизация расстояний между частями, минимизация материалов, совмещение составных частей

**Key words:** exception parts (EP), minimizing sizes of parts (MS), minimization of the distances between the parts (MD), minimization of materials (MM), the combination of the component parts (CP)

Адрес для связи: GrishaginAV@samnipineft.ru

## Введение

Не менее 90 % одиночных нефтяных скважин ОАО «НК «Роснефть» построено в Самарском и Оренбургском регионах, где кустовое бурение применяется крайне редко. Обустройство одиночных скважин (для каждой скважины свой отдельный отвод земель и свой набор сооружений) при тенденции нефтегазодобывающих обществ к сокращению капитальных затрат требует оптимизации<sup>1</sup>.

При наземном обустройстве объектов нефтегазодобычи, в том числе одиночных скважин, может использоваться структура процесса оптимизации, представленная в таблице. Любая система технологического комплекса рассматривается как целое, дифференцированное на составные части. При этом такие составляющие, как минимизация расхода материалов, размеров, расстояний между частями, исключение, совмещение составных частей, постоянно совершенствуются. В связи с этим в будущем можно ожидать обустройства одиночной добывающей

скважины с использованием единого малогабаритного блока, включающего устьевую арматуру и все сопутствующие сооружения внутри этого блока на общей несущей раме-конструкции.

Пока техника не достигла требуемого уровня следует рассмотреть приемы, предшествующие и в итоге предопределяющие планируемый уровень развития.

## Исключение составных частей системы

Как показала практика, мероприятия по оптимизации состава сооружений комплексных объектов за счет исключения зданий и сооружений приносят значительный начальный экономический эффект, однако характеризуются низким потенциалом дальнейшей экономии, поскольку исключение сооружений из определенного набора имеет предел. В дополнение к предыдущим результатам<sup>1</sup> могут быть добавлены эффекты от исключения следующих вспомогательных сооружений (рис. 1):

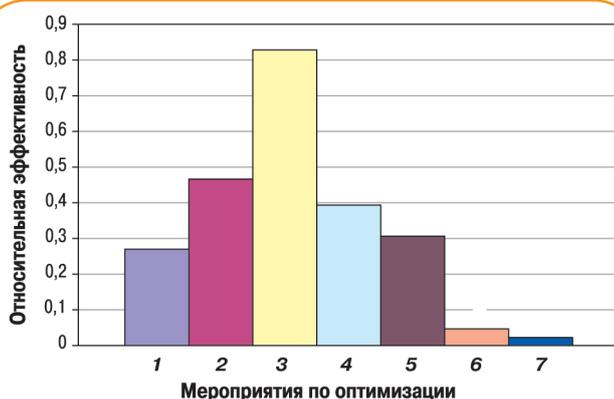
- 1) площадки лубрикаторной;
- 2) площадки под передвижные мостки (замена покрытия площадки под передвижные мостки);
- 3) установки узлов пуска/приема системы очистки и диагностики (СОД) на выкидных трубопроводах длиной менее 2000 м (ранее рассматривались длиной менее 800 м).

В настоящее время эти мероприятия применяются в текущих проектах наземного обустройства одиночных скважин, но не консолидируются в рамках системы типового проектирования компании (СТПК), представляя собой рационализацию со стороны нефтегазодобывающего предприятия.

Иерархический уровень	Инновационное мероприятие				
	Исключение составных частей (целого)	Минимизация			Совмещение составных частей
		размеров составных частей	расстояний между частями	расхода материалов	
Технологический комплекс объекта	+	+	+	+	+
Здания/сооружения	+(+)	+	+	+	+
Конструкции/узлы	+(+)	+	+	+	+
Оборудование, изделия, материалы	+(+) +(+) +(+)	+	+	+	+
		-	-	+	+

<sup>1</sup> Оптимизация состава сооружений как элемент управления затратами при обустройстве нефтяных месторождений/ Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3. – С. 78-80.

<sup>1</sup> Gilaev G.G., Gladunov O.V., Ismagilov A.F., Grishagin A.V., Gurov A.N., Kaverin A.A., Facilities optimization as an element of cost management in the oil & gas field development (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskii vestnik ОАО «NK «Rosneft», 2015, no. 3, pp. 78-80.



**Рис. 1. Относительная эффективность оптимизационных мероприятий по отношению к максимальному отклонению первоначального сценария от адаптированного с учетом набора уточняющих факторов:**

мероприятия: 1 – исключение лубрикаторной площадки; 2 – замена покрытия площадки под передвижные мостки; 3 – исключение установки узлов пуска/приема СОД; 4 – отказ от подъездных дорог; 5 – отказ от обвалования; 6 – исключение теплоизоляции выкидного трубопровода на приустьевой площадке; 7 – изменение конструкций сооружений

Согласно стратегии планируемой актуализации нормативно-технических документов исключение подъездных путей к скважинам или другим локальным узлам системы сбора будет возможно только после изменения нормативной базы. По такому сценарию в течение шести лет операционные расходы не превысят сэкономленных капитальных вложений.

Сокращения затрат в ряде случаев можно достичь за счет исключения обвалования территории устьев одиночных скважин.

## Минимизация размеров составных частей, расстояний между ними, расхода материалов

Размеры зданий и сооружений можно значительно уменьшить за счет инновационных решений изготовителей оборудования, изделий и материалов. Потенциал для снижения стоимости капитальных вложений заложен в отыскании менее дорогостоящих материалов, не уступающих по ключевым характеристикам используемым. Так, при проектировании трубопровода выбор необходимого и достаточного по прочности материала, обоснование толщины его стенки, а также закупка материала, соответствующего требованиям, могут обеспечить определенную экономию по сравнению со считающимися типичными сценарными условиями.

Хотя оптимизация самих зданий и сооружений приносит меньший экономический эффект, потенциал дальнейшего увеличения эффекта выше. Однако он также со временем будет снижаться.

На рис. 1 приведены способы оптимизации сооружений, дополняющие мероприятия, рассматриваемые в ранее опубликованной работе<sup>1</sup>:

– исключение теплоизоляции выкидного трубопровода на приустьевой площадке;

– изменение конструкций сооружений (молниеотвода; уменьшение диаметра и толщины стенки футляра для реагентопровода при сохранении его несущей способности; уменьшение диаметра воздушника и огнепреградителя дренажной емкости).

Эти мероприятия в настоящее время применяются в текущих проектах по наземному обустройству одиночных скважин и консолидируются в альбоме типовых эталонных сооружений в рамках унификации и типизации проектных решений СТПК.

## Совмещение составных частей

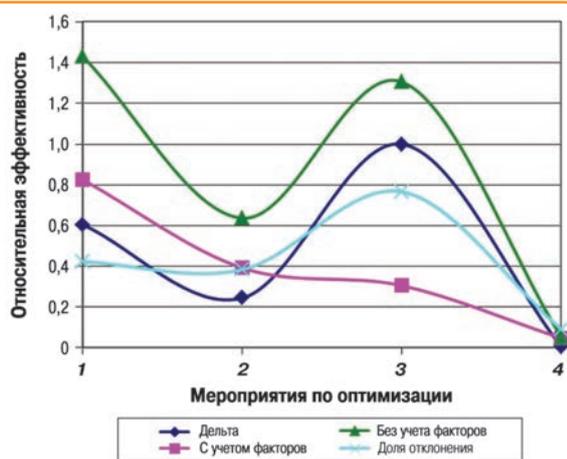
Использованные в оптимизации на данный момент мероприятия по совмещению составных частей системы рассмотрены в предыдущей работе авторов<sup>1</sup>. К ним относятся совмещение площадок комплектной трансформаторной подстанции наружной установки (КТПН) и станции управления (СУ), исключение площадки узлов образцов коррозии и размещение компактного узла на других площадках.

Совмещение составных частей целого и нескольких функций в одном сооружении является перспективным направлением и требует специальных исследований, работа над которыми в рамках общей оптимизации капитальных вложений в обустройство нефтепромысловых объектов может привести к разработке компактных сооружений и малогабаритных комплексных объектов.

## Уточняющие факторы для улучшения аппроксимации оценки экономической эффективности мероприятий оптимизации

При оценке экономических эффектов от мероприятий по оптимизации необходимо использовать системный подход с полноценным набором факторов, приближающих сценарные условия к реальной и фактической ситуации (рис. 2). Например, неучет распределения выкидных трубопроводов по протяженности в рамках нефтегазодобывающих предприятий, а также доли добываемой нефти с повышенным содержанием парафина зависит ожидаемый эффект от мероприятий отказа от СОД (см. рис. 2, мероприятие 1)кратно не учтенным процентам распределения (рис. 3, а, б).

При отказе от специального обустройства проездов к скважине или иным локальным узлам системы сбора и рассмотрении проездов вездеходной техникой только по мере необходимости и из-за требований надзорных органов следует учитывать компенсацию собственникам за сезонный ущерб, нанесенный их территориям (см. рис. 2, мероприятие 2). При выборе

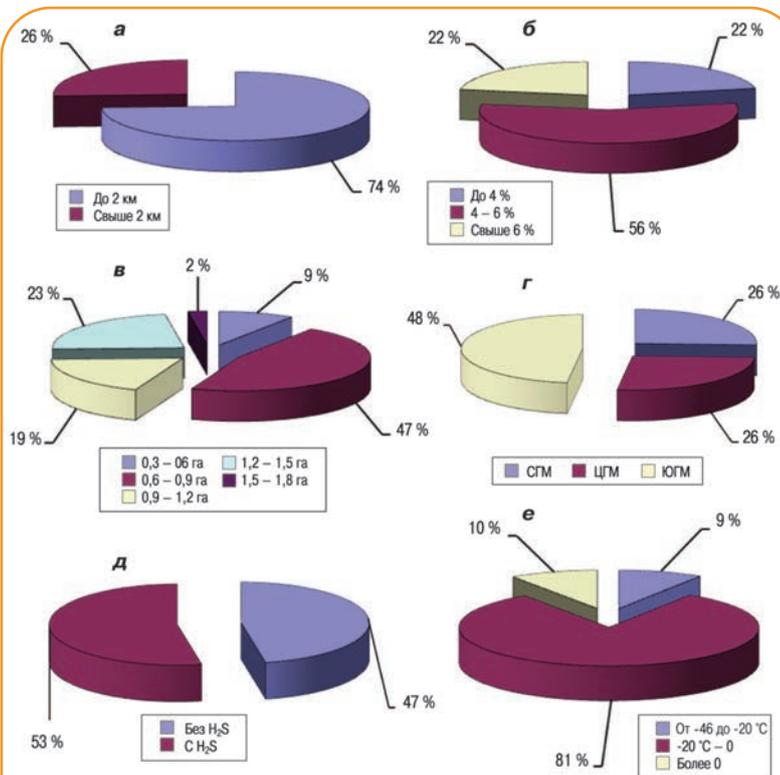


**Рис. 2. Относительная эффективность мероприятий по оптимизации с учетом и без учета уточняющих факторов:** мероприятия: 1 – исключение установки узлов пуска/приема СОД; 2 – отказ от подъездных дорог; 3 – отказ от обвалования; 4 – исключение теплоизоляции выкидного трубопровода на приустьевой площадке

типичных или усредненных аналогов площадей земельных участков для Поволжского региона с целью изучения влияния мероприятий по оптимизации на ожидаемое уменьшение площади освоения территорий следует проводить анализ проектных или фактических данных (см. рис. 3, в).

Для оценки объемов экономии при отказе от обвалования нефтяных одиночных скважин (см. рис. 2, мероприятие 3), кроме замены обвалования на ограждающие конструкции следует учитывать распределение объемов нефти, содержащей сернистые соединения и сероводород (см. рис. 3, г, д).

Исключение теплоизоляции выкидного трубопровода на приустьевой площадке (см. рис. 2, мероприятие 4) следует планировать для залежей нефти с отрицательной температурой застывания (см. рис. 3, е).



**Рис. 3. Уточняющие факторы, приближающие сценарные условия при оценке экономического эффекта от мероприятий по оптимизации к реальным значениям (данные по месторождениям АО «Самаранефтегаз»):**

а – протяженность выкидных трубопроводов (объем выборки – 35 проектов за 2011–2014 гг.; средняя протяженность выкидного трубопровода для данной выборки 1645 м); б – распределение нефти по содержанию парафинов (1005 залежей); в – площадь освоения территорий при обустройстве одиночных скважин (43 проекта за 2011–2014 гг.; средняя площадь – 0,945 га); г – распределение числа залежей по группам месторождений за исключением залежей с истощенными запасами с выработанностью извлекаемых запасов 80–100 % (782 залежи): СГМ, ЦГМ, ЮГМ – соответственно северная (в основном сернистые и сероводородсодержащие нефти), центральная и южная группы месторождений АО «Самаранефтегаз»; д – распределение числа скважин ЦГМ и ЮГМ с повышенным содержанием сероводорода (115 скважин); е – залежи с различной температурой застывания нефти (924 залежи)

## Выводы

1. Экстремальные отклонения рассматриваемых параметров существенно зависят от изменения значений и учета уточняющих факторов.

2. Необходимо правильное определение сценариев для факторов, значительно влияющих на сходимость расчетных и фактических параметров. При правильном определении исходных данных (влияющих факторов) и их интерпретации следует ожидать повышения достоверности экономического прогноза рекомендуемого сценария оптимизации.

3. При рассмотрении мероприятий по исключению составных частей системы или оптимизации зданий и сооружений за счет изменения конструкций и других приемов рационализации необходимо проводить обоснование соответствия предложений действующей нормативно-технической документации.

4. Распространение и тиражирование методов рационализации на другие нефтегазодобывающие предприятия возможны только с учетом специфики и применимости и должны быть официально оформлены ответственными и уполномоченными представителями внедряющей организации.

5. Необходимо совершенствование нормативной базы в области наземного обустройства объектов нефтяной промышленности, не только смягчая, но и в ряде случаев ужесточая требования к проектированию и строительству.

## Мониторинг разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения

Д.А. Анурьев, к.т.н., А.В. Гладков,  
Н.А. Игнатъев, А.А. Чупров (ООО «ТНЦ»),  
Р.А. Мусин, В.А. Баянов (ПАО «ВЧНГ»)

**Ключевые слова:** Верхнечонское месторождение, Восточная Сибирь, мониторинг разработки месторождения, система поддержания пластового давления (ППД), эффективность заводнения

**Key words:** Verkhnechonskoye field, Eastern Siberia, field development monitoring, efficiency of waterflooding, reservoir pressure maintenance system

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

### Введение

В настоящее время разработка большинства нефтяных месторождений в России осуществляется с применением заводнения. Для контроля эффективности выработки запасов на месторождениях проводится мониторинг данного процесса, что особенно важно при ограниченных объемах воды для поддержания пластового давления (ППД). В статье рассмотрен пример мониторинга системы ППД на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении.

Верхнечонское месторождение, по запасам нефти классифицируемое как крупное, находится в промышленной эксплуатации с 2008 г. В настоящее время на основной объект разработки – пласт Вч – пробурено более 60 % проектного фонда скважин. Система разработки – обращенная семиточечная. Как добывающие, так и нагнетательные скважины имеют горизонтальное окончание [1, 2]. На начало 2015 г. действующий добывающий фонд насчитывал 270 скважин, нагнетательный – 120. Система ППД функционирует с 2009 г.

Пласт Вч представлен терригенным коллектором, характеризующимся высокой гидропроводностью. Разработка пласта Вч осложнена высокой неоднородностью коллектора, наличием газовых шапок, засолением порового пространства [3], низкой пластовой температурой. Кроме того, одним из ограничивающих факторов является дефицит воды

для системы ППД. Доля подтоварной воды в общем объеме закачки составляет 20 %, воды из водозаборных скважин – 80 %. В условиях дефицита источника водоснабжения эффективное использование воды для целей ППД является одной из приоритетных задач.

### Режимы эксплуатации пласта Вч

Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) для пласта Вч при заводнении составляет 0,353, при разработке на режиме растворенного газа согласно гидродинамическим моделям – около 0,172. На рис. 1 представлена динамика КИН при различных режимах работы пласта.



Рис. 1. Динамика КИН при различных режимах эксплуатации пласта

В некоторых районах по ряду причин система ППД была введена с опозданием. На рис. 2 приведено сравнение темпов снижения дебитов жидкости по скважинам данных районов с темпами падения дебитов жидкости, усредненными по всему объекту. Видно, что темпы снижения дебитов скважин, эксплуатируемых без ППД, в 2 раза выше, чем при заводнении.



Рис. 2. Динамика темпов снижения дебита жидкости по пласту и скважинам без системы ППД

Таким образом, эффективность системы ППД является основным фактором, определяющим уровни базовой добычи.

В настоящее время доля базовой добычи в общей добыче нефти по пласту  $V_{ч}$  составляет 80 %, при этом его разбуривание продолжается. Объект находится на начальной стадии заводнения: обводненность продукции составляет 18 %. На рис. 3 приведены факторы, обуславливающие снижение базовой добычи. Потери добычи в результате остановки и обводнения скважин рассчитываются по данным месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), потери вследствие снижения коэффициента продуктивности и пластового давления – согласно локальному нормативному документу (ЛНД) ОАО «НК «Роснефть» [4].

Изменение дебита нефти в зависимости от коэффициента продуктивности рассчитывается по формуле

$$\Delta q_n^{K_{\text{прод}}} = \rho \cdot \Delta K_{\text{прод}} \times \left( \Delta p_0 \frac{N_1 + N_0}{2} + (\Delta p_1 - \Delta p_0) \frac{2 \cdot N_1 + N_0}{6} \right), \quad (1)$$

где  $\rho$  – плотность нефти;  $\Delta K_{\text{прод}}$  – изменение коэффициента продуктивности по отношению к предшествующему периоду;  $\Delta p$  – депрессия;  $N$  – доля нефти в продукции скважины; индексы 1, 0 – характеризуют соответственно анализируемый и предшествующий период.

Изменение дебита нефти, вызванное изменением пластового давления, определяется по выражению

$$\Delta q_n^{p_{\text{пл}}} = \Delta q_n^{\Delta p} \cdot \frac{\Delta p_{\text{пл}}}{\Delta p_1 - \Delta p_0}, \quad (2)$$

где  $\Delta p_{\text{пл}}$  – изменение пластового давления по сравнению с предшествующим периодом;

$$\Delta q_n^{\Delta p} = \rho \cdot (\Delta p_1 - \Delta p_0) \cdot \left( K_{\text{прод}}^0 \frac{N_1 + N_0}{2} + \Delta K_{\text{прод}} \frac{2 \cdot N_1 + N_0}{6} \right) -$$

изменение дебита нефти, которое зависит от депрессии.

Снижение пластового давления является основной причиной уменьшения добычи на протяжении всей истории разработки объекта. Кроме того, уменьшение продуктивности скважин частично обусловлено снижением пластового давления, так как разработка пласта осуществляется при давлении ниже давления насыщения, что приводит к выделению газа в призабойной зоне пласта.

## Мониторинг разработки Верхнечонского месторождения

В рассматриваемых условиях рациональное управление системой ППД является ключевой задачей мониторинга разработки. В связи с чем ежемесячно выполняется анализ энергетического состояния залежи,

по результатам которого проводится оптимизация системы ППД. При этом основной целью является обеспечение наиболее эффективного с точки зрения добычи нефти распределения ограниченного объема закачки по нагнетательным скважинам.

Для мониторинга энергетического состояния пласта ежемесячно строится карта изобар и рассчитывается компенсация по ячейкам заводнения. Полученные пластовые давления и значения компенсации являются основой для принятия решения о режимах ра-

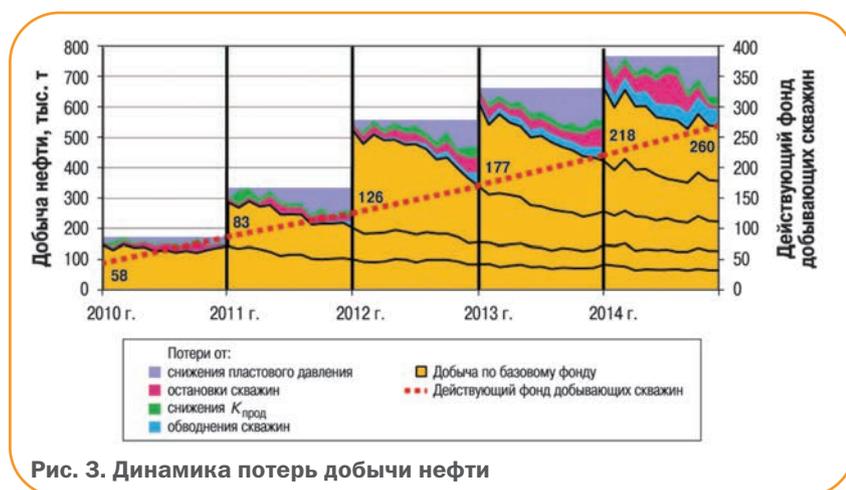


Рис. 3. Динамика потерь добычи нефти

боты нагнетательных скважин. При построении карты изобар за основу берется карта предыдущего месяца. Далее к ней прибавляются изменения пластового давления за счет закачки и отборов за прошедший месяц, которые рассчитываются с помощью постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ). В полученную карту вводятся фактические замеры пластового давления, выполненные за месяц. Данный подход позволяет получать значения пластового давления, изменяющегося как по отдельным зонам, так и по скважинам (рис. 4).



Рис. 4. Динамика пластового давления по карте изобар (1) и фактическим данным (2) по V блоку Верхне-чонского месторождения

Для оценки текущей и накопленной компенсаций были выделены ячейки заводнения. В типовую ячейку входят нагнетательная и шесть добывающих скважин. Так как добыча из каждой добывающей скважины распределяется на несколько нагнетательных, важной задачей является оценка коэффициента интерференции скважин. От выбора метода расчета коэффициентов интерференции зависит достоверность полученных значений компенсации. В свое время для пласта Вч эти коэффициенты рассчитывались по следующим способам:

- по геометрическому расположению забоев скважин;
- с учетом  $kh$  ( $k$  – проницаемость;  $h$  – толщина пласта) по скважинам;
- с учетом динамики депрессий и репрессий;
- по линиям тока, взятым из гидродинамической модели.

Для выбора оптимального метода оценивалась корреляция накопленной компенсации, полученной на основе данных коэффициентов, с изменением пластовых давлений по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Наилучшая корреляция была получена для коэффициентов интерференции, определенных по линиям тока, взятым из гидродинамической модели пласта. Эта задача решалась с помощью программного комплекса tNavi-

tor, который позволяет определять указанные коэффициенты как на текущий момент, так и с учетом истории работы фонда. Следует отметить, что полученные из модели данные тщательно анализируются специалистами проектного института и компанией-недропользователя.

Ежемесячно на основании данных о снижении дебита нефти и карт пластовых давлений, текущей и накопленной компенсации ежемесячно принимаются решения о перераспределении объемов закачки. На рис. 5 представлена карта текущей компенсации на начало и конец года с учетом перераспределения объемов закачки между отдельными ячейками заводнения, в результате которого увеличивается число скважин, достигших целевой компенсации отборов. Благодаря этому в условиях дефицита воды для системы ППД удастся минимизировать темпы снижения пластового давления и потери базовой добычи в результате истощения пласта. Система ППД на участке введена в апреле 2011 г. Накопленная компенсация составила 81 %, текущая – 80 %, пластовое давление – 13,9 МПа.

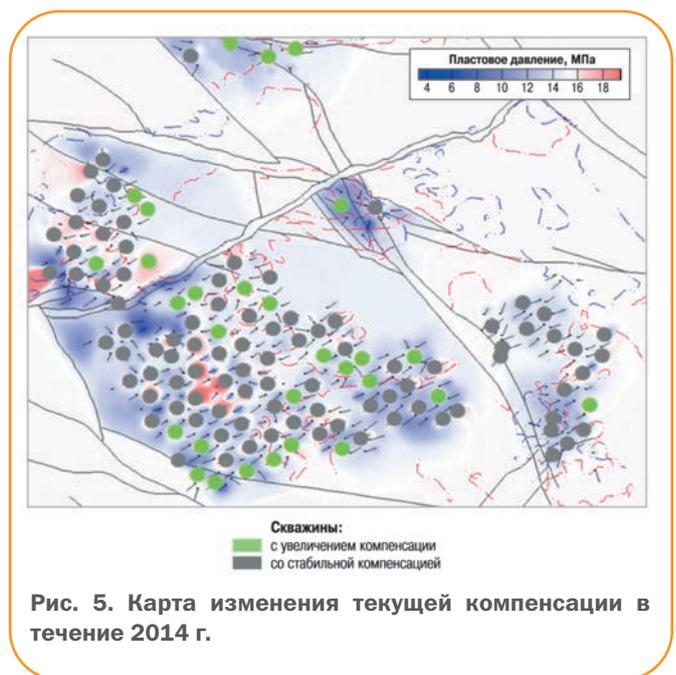
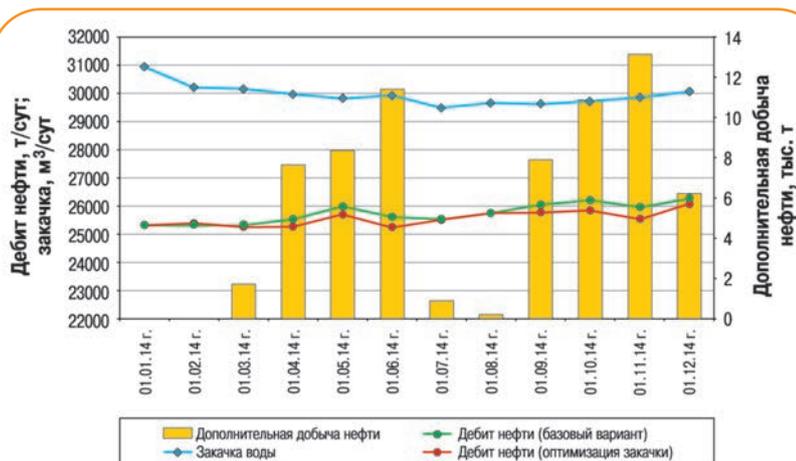


Рис. 5. Карта изменения текущей компенсации в течение 2014 г.

На геолого-технологической модели была проведена оценка эффективности управления заводнением. Для количественной оценки был взят период с 01.01.14 г. по 01.01.15 г. На модели проводились расчеты двух вариантов: базового, в котором приемистость нагнетательных скважин была принята постоянной, равной фактической на 01.01.14 г.; оптимизированного с перераспределением закачки между нагнетательными скважинами. Второй вариант соответствует фактической работе скважин.



**Рис. 6. Динамика показателей разработки по базовому варианту и при оптимизации закачки**

При этом общий объем суточной закачки в течение года по вариантам оставался одинаковым. Ежемесячно проводился контроль работы добывающих скважин по фактическому забойному давлению.

На рис. 6 приведена динамика показателей разработки по двум вариантам. Оптимизация системы ППД позволила повысить дебиты нефти за счет снижения темпов уменьшения базовой добычи вследствие истощения пластовой энергии. При этом реакция на проведенные мероприятия наблюдается через 2–3 мес. Согласно расчетам за календарный год дополнительная добыча нефти составила 69 тыс. т, или около 1 % базовой добычи. С учетом низких затрат на перераспределение закачки проведение данных мероприятий можно считать эффективным.

## Выводы

1. Источники воды для системы ППД на Верхне-чонском месторождении не полностью обеспечивают компенсацию отборов: текущая компенсация составляет 80 %.

2. Анализ показателей эксплуатации скважин показал существенное влияние компенсации отборов как на темпы снижения добычи, так и на конечную нефтеотдачу пласта. Снижение пластового давления – основной фактор потерь базовой добычи.

3. Для минимизации потерь базовой добычи ежемесячно проводится оптимизация работы системы ППД. На основании данных о пластовом давлении, накопленной и текущей компенсации принимается решение о перераспределении закачки по нагнетательным скважинам.

4. Оптимизация системы ППД за счет перераспределения закачки воды позволяет увеличить дебит

нефти в результате снижения темпов падения базовой добычи.

5. Проведенные в 2014 г. работы по оптимизации системы ППД позволили дополнительно добыть 69 тыс. т нефти.

## Список литературы

1. Особенности проектирования разработки месторождений Восточной Сибири (на примере Верхне-чонского месторождения) / Я.И. Гордеев, В.А. Гринченко, А.Н. Лазеев, А.В. Мирошниченко. В сб. Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки. – М.: НИИЦ «Недра-XXI». – 2013. – С. 257-269.
2. Опыт ввода в разработку крупнейшего нефтегазоконденсатного месторождения в новом регионе присутствия / В.А. Гринченко, Д.А. Анурьев, А.В. Мирошниченко, Я.И. Гордеев // SPE 166887, 2013.
3. Исследование процесса рассолонения при разработке засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И.А. Виноградов, А.А. Загоровский, В.А. Гринченко, Я.И. Гордеев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 74-77.
4. Положение ОАО «НК «Роснефть» по мониторингу и оперативному факторному анализу изменений дебитов добывающих скважин. – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2008.

## References

1. Gordeev Ya.I., Grinchenko V.A., Lazeev A.N., Miroshnichenko A.V. *Osobennosti proektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri (na primere Verkhnechonskogo mestorozhdeniya)* (Features of the design development of Eastern Siberia fields (by the example of Verkhnechonsk field)), Collected papers "Sostoyanie i dal'neyshee razvitiye osnovnykh printsipov razrabotki" (Status and further development of the basic principles of development), Moscow: Nedra-XXI Publ., 2013, pp. 257-269
2. Grinchenko V.A., Anur'ev D.A., Miroshnichenko A.V., Gordeev Ya.I., Lazeev A.N., *Development history case of a major oil-gas-condensate field in a new province* (In Russ.), SPE -166887, 2013.
3. Vinogradov I.A., Zagorovskiy A.A., Grinchenko V.A., Gordeev Ya.I., *Investigation of desalination process in the development of saline clastic reservoirs of Verkhnechonskoye field* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo* = Oil Industry, 2003, no. 1, pp. 74.
4. *Polozhenie* ОАО «НК Rosneft'» *po monitoringu i operativnomu faktornomu analizu izmeneniy debitov dobyvayushchikh skvazhin* (Regulation of Rosneft OJSC for monitoring and operational factor analysis of flow rates changes), Moscow, 2008.

# Довыработка истощенных нефтяных коллекторов на примере Казанского и Медведевского нефтяных месторождений АО «Самаранефтегаз»

Н.А. Останков, С.А. Козлов, Д.В. Кашаев,  
А.С. Нечаев, Г.Г. Гилаев (АО «Самаранефтегаз»),  
И.А. Дьячук, д.т.н., Е.В. Князева (ЗАО «СТЭМ»)

**Ключевые слова:** остаточная нефть, структурно-механические свойства нефти, хроматографический эффект, гравитационный градиент давления, коэффициент извлечения нефти

**Key words:** residual oil, structural and mechanical properties of oil, the chromatographic effect, the gravitational pressure gradient, the oil recovery factor

Адрес для связи: KashaevAS@samng.ru

## Введение

В настоящее время большинство крупных и средних нефтяных месторождений вступило в позднюю стадию разработки. Обводненность добываемой продукции большинства длительно разрабатываемых месторождений достигла предела рентабельности (96–98 %) и продолжает расти, что в ближайшей перспективе приведет, учитывая снижение мировых цен на нефть, к остановке эксплуатации этих месторождений.

К сожалению, попытки изменить ситуацию традиционными методами не дают желаемого результата, проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) не превышает 0,3–0,5, тогда как в развитых странах он составляет 0,4–0,6.

Таким образом, от 50 до 70 % запасов нефти останутся неизвлеченными, и это закладывается в проектную документацию на разработку нефтяных месторождений. Предлагаемая концепция до-разработки истощенных предшествующей разработкой нефтесодержащих коллекторов позволит добыть часть этого объема, а ее эффективность можно сравнить с введением в разработку ряда крупных месторождений, уже разбуренных и обустроенных.

При реализации предложенной концепции себестоимость добываемой нефти снизится, что позволит существенно прирастить извлекаемые запасы нефти и стабилизировать падающие уровни добычи. Снижение себестоимости обеспечит экономическую привлекательность нефтяных активов, которые на настоящее время убыточны для недропользователя.

## Концепция до-разработки истощенных месторождений

К реализации предлагается концепция до-разработки истощенных нефтяных месторождений, разработка которых осуществлялась на жестко-водонапорном режиме с применением системы поддержания пластового давления (ППД). Отметим принципиальные отличия поздней стадии разработки нефтяного месторождения от предшествующих стадий разработки.

### 1. Энергетическое состояние залежи:

- наличие избыточной потенциальной энергии (поровое пространство насыщено водой, привнесенной искусственно через систему ППД);
- контакт двух несродственных сред: остаточная нефть – вытесняющий агент;
- возникновение гравитационного градиента давления на границе раздела фаз, обусловленное разницей их удельных весов.

### 2. Состояние запасов нефти:

- остаточная нефть хаотично рассредоточена внутри промытого порового объема пласта и представлена в виде двойных структурированных слоев, образование которых обусловлено хроматографическими процессами на границе фаз;
- дальнейшая промывка порового пространства вытесняющим агентом становится неэффективной (вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной).

### 3. Свойства остаточной нефти:

- обладает структурно-механическими свойствами;
- ее вязкость и плотность значительно выше, чем у нативной нефти, из которой она образована.

Анализ литературных данных о свойствах структурированных сред с энергетической точки зрения, результаты собственных лабораторных исследований, а также анализ обширного промыслового материала позволили сформулировать гипотезу о формировании нефтяной залежи, которая легла в основу концепции доразработки истощенных нефтяных месторождений.

Согласно работам [1, 2] на завершающей стадии разработки остаточная нефть с предельной водонасыщенностью будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении под действием гравитационного градиента давления, возникающего на границе раздела фаз остаточная нефть – вытесняющий агент. Скапливаясь в прикровельной части коллектора, остаточная нефть начнет частично переходить в «свободный объем», меняя свои гидродинамические свойства (ухудшаются структурные свойства, что приводит к снижению эффективной вязкости и увеличению подвижности нефти). Скопившаяся нефть начнет перемещаться вдоль кровли в направлении естественного восстания продуктивного пласта, заполняя все микроупольные поднятия кровли и за счет неразрывности потока образуя новую компактную залежь.

Собственно эта гипотеза позволила сформулировать предлагаемые подходы и формализовать их в концепции доразработки [3].

Рассмотрим предлагаемые подходы на примере Казанского и Медведевского нефтяных месторождений. *Казанское нефтяное месторождение* – многопластовое, промышленная нефтеносность установлена в терригенных пластах С-I (три залежи), С-Ia (две залежи), С-II (пять залежей) бобриковского горизонта и карбонатном пласте В-I (две залежи) турнейского яруса. Таким образом, месторождение представлено 12 залежами нефти, каждая из которых выделена в самостоятельный объект при подсчете запасов. По величине извлекаемых запасов нефти Казанское месторождение относится к категории мелких, по геологическому строению – к сложным.

Эксплуатация месторождения осуществляется с 1978 г. В разработку введены восемь объектов, не введены – четыре. Основными эксплуатационными объектами являются залежи пластов С-I, С-II, В-I Северного купола Казанского поднятия. Наибольшая доля накопленных отборов нефти (44,9 %) приходится на пласт С-I Северного купола, где сосредоточено 45 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и 40,7 % остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ).

Большая часть объектов (шесть из восьми) находится на завершающей стадии разработки, отбор

достиг 82,6–94,6 % НИЗ, по остальным двум объектам – 51,7 и 76,3 % НИЗ. По основным трем пластам отбор составляет 91,4; 94,6; 93,1 % НИЗ. Вследствие этого большая часть фонда выбыла из эксплуатации из-за выработки запасов в дренируемой области. Так, по добывающему фонду в бездействии находится 57 скважин (56,4 %), по нагнетательному – 4 (57,1 %).

На 01.07.15 г. накопленная добыча нефти составила 6733,9 тыс.т, жидкости – 29364,9 тыс.т. Отбор составил 90,62 % НИЗ при обводненности 94 %, текущий КИН равен 0,419 при утвержденном – 0,462.

Большинство эксплуатационных объектов на месторождении разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме. Система ППД реализовывалась лишь на трех объектах.

Проведенная оценка потенциально возможного КИН при сложившейся системе разработки с использованием характеристик вытеснения показала, что по всем разрабатываемым пластам Казанского нефтяного месторождения прогнозируется недостижение утвержденных КИН, ОИЗ составят 271,2 тыс. т.

Проведен анализ результатов перфорации всего фонда скважин Казанского нефтяного месторождения. Вскрыто 9,5–34,1 % эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивных пластов. Выявлена взаимосвязь между накопленной добычей нефти и вскрытой долей нефтенасыщенной толщины по скважинам: чем выше коэффициент вскрытия, тем больше накопленная добыча нефти на скважину, причем эта закономерность справедлива для скважин, расположенных как в чисто нефтяной (ЧНЗ), так и в водонефтяной (ВНЗ) зонах. Таким образом, на месторождении имеется резерв для вовлечения в разработку ранее не разрабатываемых нефтенасыщенных прослоев. Даны адресные рекомендации по доперфорации скважин. Отметим, что выявленная закономерность характерна для ряда нефтяных месторождений [4].

При создании альтернативного подхода к разработке истощенных нефтесодержащих коллекторов были решены задачи, позволившие сформировать адресную программу геолого-технических мероприятий (ГТМ) по скважинам. В частности, для выявления микроупольных поднятий, высота которых сопоставима со средней толщиной пласта, были перестроены структурные карты по всем эксплуатационным объектам. С помощью специально разработанного алгоритма выявлены все микроупольные. По бездействующим скважинам, вскрывшим микроуполь кровли продуктивного пласта, даны рекомендации по проведению специальных промысло-

вых исследований с целью определения скорости накопления остаточной нефти с последующим переводом этих скважин на безводный режим эксплуатации. На первом этапе по согласованию с недропользователем для исследования отобрали семь скважин, разработали порядок проведения работ и последовательность операций.

Для проверки гипотезы о переформировании нефтяной залежи были проанализированы эксплуатационные характеристики высокообводненных скважин. Все скважины отнесены к одной из трех групп: к первой группе – скважины, вскрывшие мини-антиклиналь кровли продуктивного коллектора, высота которой сопоставима со средней толщиной пласта, ко второй – скважины, расположенные на крыльях мини-антиклинали, к третьей – скважины, вскрывшие пласт в минимальных абсолютных отметках по отношению к окружающим скважинам. Предполагалось, что в процессе остановки скважин первой и второй групп будет наблюдаться приток остаточной нефти, что приведет к уменьшению обводненности добываемой продукции при вводе скважины в эксплуатацию. По скважинам, находящимся в ЧНЗ, изменение обводненности составило в среднем 29,4 % (10,9–91,1 %), по скважинам в ВНЗ – 26,4 % (10–74,2 %).

По результатам проведенных исследований была сформирована программа ГТМ, охватывающая действующий и бездействующий фонды скважин.

Программа мероприятий по реформированию существующей системы разработки продуктивных пластов Казанского нефтяного месторождения направлена на решение трех основных задач.

1. Снижение операционных затрат на разработку месторождения.
2. Вовлечение в разработку ОИЗ нефти.
3. Восстановление систем разработки на залежах пластов С-I, С-Ia, С-II и В-I с учетом локализации остаточных запасов нефти.

Для решения поставленных задач необходимо осуществление ряда крупных мероприятий или этапов по переводу системы разработки на «щадящий» режим эксплуатации. Применительно к рассматриваемым пластам предлагается реализация следующих мероприятий.

1. Снижение энергетической нагрузки на продуктивный пласт:
  - уменьшение дебита жидкости высокообводненных скважин;
  - увеличение дебита жидкости низкообводненных скважин;

- оптимизация системы ППД путем пропорционального снижения ее интенсивности (уменьшение приемистости нагнетательных скважин, остановка неэффективных скважин (значительно удаленных от зон отбора), создание очагов нагнетания с учетом структуры кровли коллектора.

2. Проведение специальных промысловых исследований для установления факта накопления остаточной нефти в стволах скважин и определения скорости накопления с последующим переводом скважин на безводный режим эксплуатации.

3. Перевод скважин с нижележащих горизонтов (ПВЛГ).

4. Перевод скважин на нижележащие горизонты (ПНЛГ).

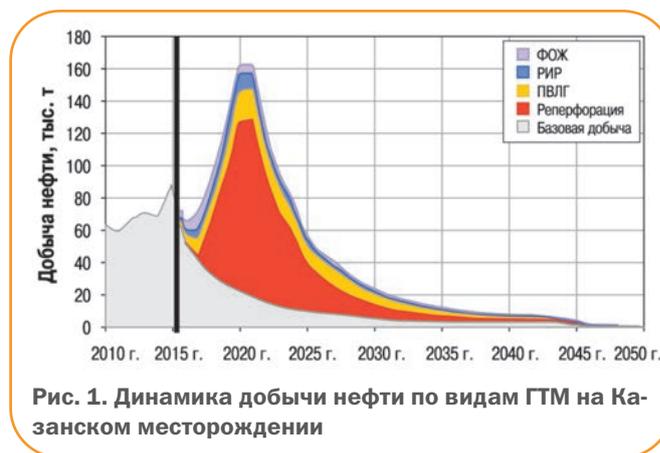
5. Проведение дополнительной перфорации в скважинах и обработок призабойной зоны.

6. Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах с выявленной заколонной циркуляцией.

7. Снижение обводненности действующих механизированных скважин с использованием хвостовика [5].

8. Применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ) на локальных участках.

С целью обоснования целесообразности предлагаемой программы ГТМ выполнены технико-экономические расчеты, согласно которым предложенный комплекс ГТМ позволяет улучшить технологические показатели разработки. Предлагаемый вариант разработки обеспечивает достижение более высоких значений КИН за более короткий срок по сравнению с утвержденным в проектном документе. Так, в предлагаемом варианте КИН составит 0,503 при утвержденном значении 0,461, дополнительная накопленная добычи нефти равна 576,9 тыс. т (рис. 1, 2). Предлагаемый вариант предусматривает разработку в течение 38 лет (до 2052 г.), по утвержденному варианту срок разработки 41 год (2055 г.).





*Медведевское нефтяное месторождение* является многопластовым, нефтеносность установлена в карбонатных отложениях башкирского яруса С2b (пласт А<sub>4</sub>) среднего карбона, терригенных отложениях бобриковского горизонта С1v (пласт Б<sub>2</sub>) визейского яруса нижнего карбона, тиманского горизонта (пласт ДК) и пашийского горизонта (пласты Д-I и Д-II), D3f франского яруса верхнего девона. По величине извлекаемых запасов нефти месторождение относится к категории мелких, по геологическому строению – к простым.

Месторождение открыто в 1971 г., введено в эксплуатацию в 1974 г. Ввод объектов в разработку осуществлялся в 1974-1977 гг. В настоящее время в разработке находятся три объекта: пласт А<sub>4</sub> Северо-Западного купола, пласты А<sub>4</sub> и Б<sub>2</sub> Юго-Восточного купола. Залежи пластов девона находились в разработке до 1987–1990 гг. и в настоящий момент полностью выработаны, добывающие скважины ликвидированы.

Наибольшая доля накопленных отборов нефти (70,4 %) приходится на объект А<sub>4</sub> Северо-Западного купола, в котором сосредоточено 69 % НИЗ и 46 % ОИЗ. Отбор по пластам А<sub>4</sub> Северо-Западного купола, А<sub>4</sub> Юго-Западного купола и Б<sub>2</sub> Юго-Восточного купола составляет соответственно 97,17; 92,17 и 90,55 % НИЗ. Вследствие этого большая часть фонда выведена из эксплуатации из-за выработки запасов в области дренирования.

На 01.07.15 г. накопленная добыча нефти составила 2859,7 тыс. т, жидкости – 13524,7 тыс.т. Отбор составил 89,8 % НИЗ (в пределах лицензионного участка (ЛУ) 96,5 %) при обводненности 93,6 %, текущий КИН – 0,459 (в пределах ЛУ – 0,426) при утвержденном – 0,474. Система ППД была введена на двух объектах: пласты А<sub>4</sub> Северо-Западного и

Юго-Восточного куполов. Всего закачано 10752,9 млн. м<sup>3</sup> воды. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 26 м<sup>3</sup>/сут, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составила 80,5 %, текущая – 124,9 %.

Оценка потенциально возможного КИН при сложившейся системе разработки показала, что по всем разрабатываемым залежам Медведевского месторождения утвержденный КИН не будет достигнут, ОИЗ составят 66,9 тыс.т.

Выявлена взаимосвязь между накопленной добычей нефти и вскрытой долей нефтенасыщенной толщины по скважинам, как и на Казанском месторождении.

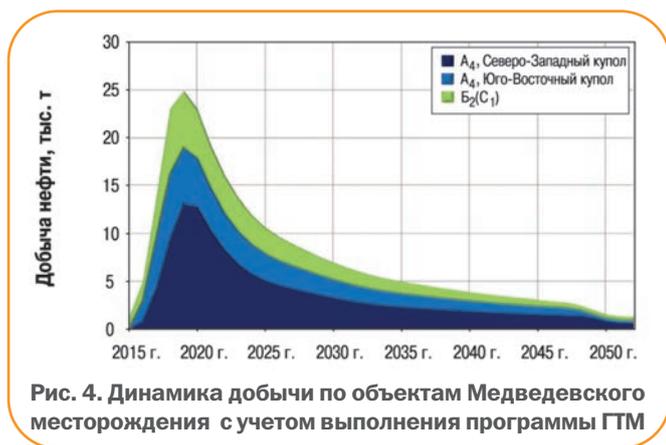
Временная остановка добывающих скважин, расположенных на мини-куполах кровли продуктивного коллектора или вблизи них, приводит к уменьшению обводненности добываемой продукции при вводе скважины в эксплуатацию. По скважинам, находящимся в ЧНЗ, изменение обводненности составило в среднем 35,8 % (18,4–92,9 %), по скважинам в ВНЗ – 28,7 % (15,7–39,3 %).

Таким образом, проведенный анализ временных остановок добывающих скважин подтверждает выдвигаемую гипотезу о переформировании нефтяной залежи.

По результатам проведенных исследований была сформирована программа ГТМ, охватывающая действующий и бездействующий фонды скважин, аналогичная программе для Казанского нефтяного месторождения. Согласно технико-экономическим расчетам предложенный комплекс ГТМ улучшит технологические показатели разработки. Предлагаемый вариант обеспечит более высокий КИН (0,502 против 0,474 в утвержденном проектом документе), дополнительная накопленная добычи нефти составит 167 тыс. т. (рис. 3, 4).

Реализация мероприятий потребует незначительных инвестиций, которые ожидается окупить за два-три года.





Альтернативные работы были ранее проведены на Северо-Максимовском нефтяном месторождении. Месторождение было законсервировано из-за высокой обводненности добываемой продукции и низких дебитов скважин. За более 20 лет консервации давление в залежи практически полностью восстановилось, произошло гравитационное разделение нефти и воды, массивная залежь в определенной степени возродилась. В 2015 г. три скважины были расконсервированы и введены в пробную эксплуатацию механизированным способом. В результате получен приток практически безводной нефти (1; 4; 17 %) дебитом 140 т/сут. В начальный период эксплуатации были проведены промысловые исследования методом пробных откачек на различных режимах. Эти исследования показали высокую перспективность добычи нефти из старых законсервированных скважин.

## Выводы

1. Предлагаемый подход к разработке, основанный на учете физических процессов, происходящих в заводненной части коллектора, позволит улучшить технологические показатели разработки относительно традиционного варианта разработки.

2. На заключительной стадии разработки для увеличения КИН при одновременном снижении операционных затрат необходим поэтапный перевод системы разработки на предлагаемый оптимальный энергетический режим. Для этого потребуются вскрытие перфорацией всей нефтенасыщенной толщины пласта и очистка ПЗП. Для скважин, расположенных в ВНЗ, дополнительно необходимо перфорировать часть водонасыщенной толщины, сократить объем попутно добываемой воды за счет снижения дебита жидкости высокообводненных скважин и увеличения потенциала скважин, обводненность которых ниже средней. При этом нужно сохранить компенсацию отбора закачкой на уровне

100 % путем снижения приемистости, провести специальные промысловые исследования и определить скорость накопления нефти в стволах скважин.

3. Перевод скважин на отбор, не превышающий притока остаточной нефти, обеспечит безводный режим эксплуатации. Применение технологии «хвостовик» для скважин, где обводненность обусловлена неоднородностью разреза по проницаемости, обеспечит снижение обводненности продукции.

4. Следует изменить взаимное расположение нагнетательных и добывающих скважин в зависимости от структуры кровли продуктивного пласта, а также применять ФОЖ на участках пласта, характеризующихся мини-антиклиналью кровли, но не вскрытых скважинами.

## Список литературы

1. Дьячук И.А., Зейгман Ю.В. Разработка заводненных нефтяных пластов на завершающих стадиях: монография. – Казань: Плутон, 2015. – 274 с.
2. Дьячук И.А. К вопросу о формировании иных условий разработки нефтяных месторождений в условиях заводнения на завершающей стадии // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 1. – С. 93-140. – URL: [http://ogbus.ru/issues/1\\_2015/ogbus\\_1\\_2015\\_p93-140\\_DyachukIA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/1_2015/ogbus_1_2015_p93-140_DyachukIA_ru.pdf)
3. «Многообещающий» мир трудной нефти / Р.Х. Муслимов, Л.К. Алтунина, Ю.А. Волков, Н.А. Лебедев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 4. – С. 6-15.
4. Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложненных контактными запасами (на примере пласта Д1нж Белебеевского нефтяного месторождения) / И.А. Дьячук [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4. – С. 81-89.
5. Пат. 2161246 РФ. МПК E 21 B 43/00. Способ снижения обводненности продукции нефтяных добывающих скважин / К.А. Баграмов, И.А. Дьячук, А.А. Луценко, Д.Н. Репин, Н.С. Тян, М.М. Хасанов; заявитель ООО «ЮганскНИПИнефть», патентообладатель Ковентри Лимитед (WS). – № 99111569/03; заявл. 01.06.1999; опубл. 27.12.2000.

## References

1. D'yachuk I.A., Zeygman Yu.V., *Razrabotka zavodnennykh neftyanykh plastov na zavershayushchikh stadiyakh* (Development of flooded oil reservoirs in the final stages), Kazan': Pluton Publ., 2015, 274 p.
2. D'yachuk I.A., *Elektronnyy nauchnyy zhurnal "Neftegazovoe delo"* = *The electronic scientific journal "Oil and Gas Business"*, 2015, no. 1, pp. 93-140, URL: [http://ogbus.ru/issues/1\\_2015/ogbus\\_1\\_2015\\_p93-140\\_DyachukIA\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/1_2015/ogbus_1_2015_p93-140_DyachukIA_ru.pdf).
3. Muslimov R.Kh., Altunina L.K., Volkov Yu.A., Lebedev N.A. et al., *Nef'. Gaz. Novatsii*, 2014, no. 4, pp. 6-15.
4. D'yachuk I.A. et al., *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2014, no. 4, pp. 81-89.
5. Patent 2161246 RF. MPK E 21 B 43/00, *Method of reducing water cutting of production of oil-producing wells*, Inventors: Bagramov K.A., D'yachuk I.A., Lutsenko A.A., Repin D.N., Tyan N.S., Khasanov M.M.

## Оценка эффективности реализации технологии площадной циклической закачки пара при разработке месторождений высоковязких нефтей

И.В. Сидоров (ОАО «НК «Роснефть»),  
О.В. Фоминых, к.т.н. (Тюменский индустриальный университет),  
Н.Е. Ведерников (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»)

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, горизонтальные скважины, закачка пара, разработка  
**Key words:** heavy oil horizontal wells, steam injection, development

**Адрес для связи:** i\_sidorov@rosneft.ru

### Введение

Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России неуклонно растет, особенно в последние 15 лет, и по некоторым оценкам составляет около 2/3 общего объема геологических запасов. К традиционно причисляемым к этой категории относятся запасы высоковязкой нефти (ВВН). По разным источникам в Российской Федерации насчитывается 6–11 млрд т остаточных балансовых запасов ВВН. Ресурсы природных битумов (ПБ) или битумной нефти варьируются от нескольких миллиардов до десятков миллиардов тонн, а их мировой суммарный объем оценивается в 810 млрд т, что почти в 5 раз превышает объем остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости (162,3 млрд т) [1].

В настоящее время на балансе ОАО «НК «Роснефть» находится значительное число месторождений ВВН, освоением которых занимается несколько дочерних добывающих предприятий.

Для добычи ВВН наибольшее распространение в мире получили тепловые методы, которые применяются обычно после исчерпания возможностей работы на режиме истощения естественной энергии. На практике реализуются различные способы теп-

лового воздействия на продуктивные пласты. Вначале основное внимание уделялось внутрисловоному горению (ВГ) и различным его модификациям: влажному внутрисловоному горению (ВВГ), прямоточному и противоточному горению, горению с отраженным фронтом. В последние годы этим методам придается небольшое значение, добыча нефти с их использованием не превышает 0,5 % мирового объема добычи тяжелых нефтей. Основными технологиями добычи ВВН и ПБ являются циклическая обработка скважин паром, площадное паротепловое воздействие и их модификации, что относится и к месторождениям ОАО «НК «Роснефть» (рис. 1).



Рис. 1. Распределение эффективных технологий добычи ВВН

## Опыт применения тепловых методов в ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

Наибольший интерес с точки зрения оценки эффективности применения тепловых методов представляет опыт ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Рассмотрим его на примере месторождения Катангли.

Продуктивные пласты месторождения Катангли залегают на глубинах 30–240 м и сложены преимущественно рыхлыми породами – песками и алевролитами, иногда содержащими прослой более сцементированных глинистых алевролитов и песчаников, а также маломощные прослой глин. Таким образом, особенности разработки месторождения связаны не только с высокой вязкостью нефти, но и со слабосцементированными коллекторами, что ограничивает технологические возможности применения известных тепловых методов воздействия.

На первом этапе выбора оптимальной технологии воздействия и для апробации циклического гидродинамического заводнения был выбран опытный участок с горизонтальными скважинами. Во всех скважинах была апробирована технология паротепловой обработки скважин (ПТОС). Результаты обработки показали, что после проведения ПТОС начальный дебит нефти незначителен. Это обусловлено рядом факторов, основной из которых – наличие в прискважинной зоне сконденсировавшейся после закачки пара воды, что подтверждается значительным дебитом жидкости (рис. 2).

Низкая эффективность ПТОС определила необходимость модернизации существующей технологии. Совместно со специалистами ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» и ООО «СамараНИПИ-

нефть» предложена и реализована на месторождении Катангли технология площадной циклической закачки пара (ПЦЗП) через построенную систему горизонтальных скважин [2]. Обоснована одновременная закачка пара в скважины с отбором флюида из третьей с последующим переводом двух скважин под добычу и одну – под закачку.

На рис. 3 изображен первый этап ПЦЗП: в горизонтальные скв. X7 и X5 закачивается теплоноситель, отбор ведется из стягивающей скв. X6. В рамках опытно-промышленных работ на месторождении была выполнена оценка эффективности этого процесса. Как видно из рис. 4 эффект оказался значительным. Дополнительная добыча составила более 400 т.

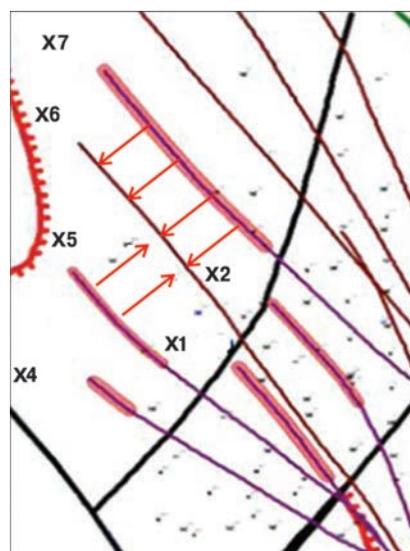


Рис. 3. Схема первого этапа технологии ПЦЗП (черные линии – тектонические нарушения, номера скважин – условные)

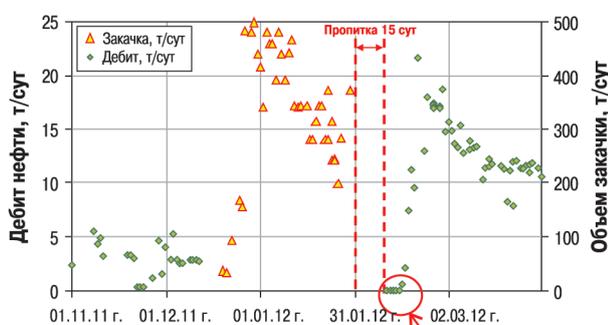


Рис. 2. Результаты анализа эффективности ПТОС

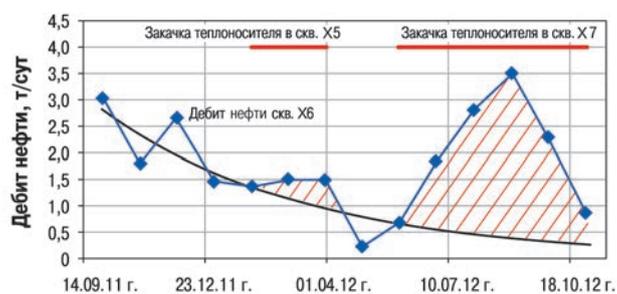


Рис. 4. Результаты оценки эффективности первого этапа ПЦЗП

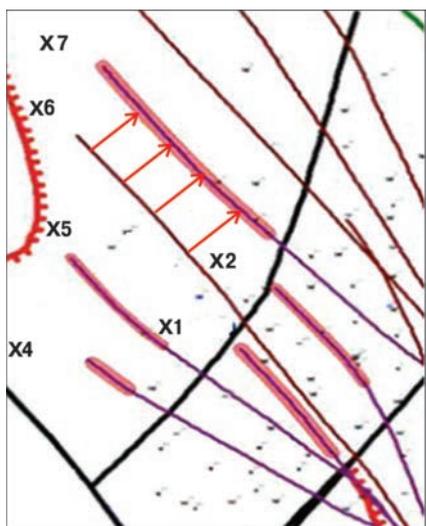


Рис. 5. Схема второго этапа технологии ПЦЗП



Рис. 6. Результаты оценки эффективности второго этапа ПЦЗП

На втором этапе технологии ПЦЗП проведена смена добывающих и нагнетательных скважин (рис. 5). В этом случае теплоноситель (пар) подавался через скв. X6, а добыча велась из скв. X7. Сква. X1 и X2 относятся к другому блоку, поэтому не вовлечены в процесс ПЦЗП рассматриваемого участка. Как и в первом случае, проведена оценка эффективности этого этапа (рис. 6).

## Заключение

Высокая эффективность технологии, полученная по результатам опытно-промышленных работ, определила перспективность ее внедрения на всем месторождении. Например, по первому этапу ПЦЗП эффект составил более 360 т дополнительно добытой нефти. Второй этап оказался более эффективным – дополнительно добыто 1000 т нефти [3].

Разработанные рекомендации по внедрению технологии площадной циклической закачки пара системой горизонтальных скважин утверждены в качестве проектных решений по разработке месторождения Катангли.

## Список литературы

1. Сидоров И.В. Методы разработки высоковязких нефтей // Наука и ТЭК. – 2012. – № 2. – С. 25–28.
2. Сидоров И.В., Фоминых О.В., Коротенко В.А. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин для добычи высоковязкой нефти месторождения Катангли // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 24–27.
3. Технология площадной циклической закачки пара горизонтальными скважинами при разработке месторождений высоковязкой нефти / И.В. Сидоров, Д.А. Юрьев, В.А. Коротенко, О.В. Фоминых // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 12. – С. 42–45.

## References

1. Sidorov I.V., *Nauka i TEK*, 2012, no. 2, pp. 25–28.
2. Sidorov I.V., Fominykh O.V., Korotenko V.A., *Neftepromyslovoe delo*, 2014, no. 10, pp. 24–27.
3. Sidorov I.V., Yur'ev D.A., Korotenko V.A., Fominykh O.V., *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no. 12. – S. 42–45.

# Тепловой режим работы скважинной насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов

И.Г. Ключин (ОАО «НК «Роснефть»),  
К.Р. Уразаков, д.т.н., П.И. Сливка, Р.Р. Габдулов,  
Б.Х. Байбуринов (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
Р.В. Усманов (ФГБОУ ВПО УГНТУ)

**Ключевые слова:** одновременно-раздельная эксплуатация, электроцентробежный насос, скважинный штанговый насос, тепловой режим, теплопередача

**Key words:** dual completion, electric centrifugal pump, sucker rod pump, thermal mode, heat transfer

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

## Введение

Наряду с достаточно хорошей изученностью механизма теплового режима электроцентробежного насоса (ЭЦН), тепловой режим скважинных штанговых насосов (СШН) изучен недостаточно. Между тем существует вероятность теплового заклинивания плунжерной пары [1, 2]. При совместной эксплуатации установок ЭЦН – СШН на тепловой режим штангового насоса влияет восходящий поток жидкости, подогретой ЭЦН, что повышает риск заклинивания плунжерной пары.

## Расчет температурного режима СШН

Исследование механизма изменения температурного режима плунжерной пары обеспечит правильный подбор класса посадки СШН, что увеличит эффективность работы установки для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в целом.

Работа поршневого насоса в скважине сопровождается превращением части механической энергии в тепловую. Выделение тепла обусловлено внутренним трением жидкости при дросселировании через неплотности в узлах, сжатием газа и трением поверхностей плунжера и цилиндра. Согласно работе [1] выделение тепла  $H$  в результате дросселирования жидкости можно описать уравнением

$$H = \frac{2\pi D l f u_{cp}}{J}, \quad (1)$$

где  $D$  – диаметр цилиндра насоса, м;  $l$  – длина рабочей части плунжера, м;  $f$  – удельная сила продольно-

го внутреннего трения, кг/м<sup>2</sup>;  $u_{cp}$  – средняя скорость жидкости в зазоре между плунжером и цилиндром, м/с;  $J = 425$  (кг·м)/ккал – механический эквивалент теплоты.

Принимая профиль скорости жидкости в зазоре между плунжером и цилиндром симметричным, а режим движения – ламинарным, можно представить силу внутреннего трения следующим образом:

$$f = \eta \frac{4u_{cp}}{\delta}, \quad (2)$$

где  $\delta$  – ширина зазора между плунжером и цилиндром, м;  $\eta$  – коэффициент динамической вязкости жидкости, (кг·с)/м<sup>2</sup>.

Выразим  $u_{cp}$  через величину утечки жидкости при концентрическом расположении плунжера в цилиндре, тогда уравнение (1) примет следующий вид:

$$H = \frac{\pi D \delta^3 g \Delta p^2}{18 J \nu l \gamma}, \quad (3)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\Delta p$  – перепад давления на всей длине кольцевого зазора, кг/м<sup>2</sup>;  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости жидкости, м<sup>2</sup>/с;  $\gamma$  – удельный вес жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Согласно работе [1] сжатие газа в штанговом насосе можно считать адиабатическим процессом. Выделяющееся при этом количество тепла можно рассчитать по формуле

$$H' = \frac{q_2 \cdot \Gamma_n p_0 \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{J(k-1)}, \quad (4)$$

где  $q_2$  – объем жидкости, откачиваемой насосом, м<sup>3</sup>/с;  $\Gamma_n$  – газосодержание жидкости, поступающей на прием насоса, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $p_0$  – атмосферное давление, кг/м<sup>2</sup>;  $k$  – показатель адиабаты;  $p_1, p_2$  – давление соответственно под плунжером и над ним, кг/м<sup>2</sup>.

Тепло поглощается откачиваемой жидкостью и горной породой, окружающей насос. При этом выделение тепла остается постоянным, но отвод его увеличивается по мере повышения температуры.

Количество тепла, уходящего с жидкостью, определяется уравнением

$$H_1 = c\rho q_2(\theta_n - T_n), \quad (5)$$

где  $c$  – удельная теплоемкость жидкости, ккал/(кг·°С);  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\theta_n, T_n$  – температура в насосе соответственно текущая и начальная, °С.

Температура  $\theta_n$  изменяется во времени. Термодинамический процесс в насосе протекает примерно следующим образом. До включения в работу плунжер находится в крайнем нижнем положении (рис. 1, а), начальная температура  $T_n$  равна температуре окружающей среды. После пуска плунжер совершает движение вверх (см. рис. 1, б). При этом часть жидкости, находящейся над ним, протекает через плотности с повышением температуры от  $T_n$  до  $T_1$ . Одновременно из скважины под плунжер поступает газожидкостная смесь с температурой  $T_n$ . После смешения двух потоков температура жидкости под плунжером

$$\theta'_1 = \frac{q_2 T_n + q_1 T_1}{q_1 + q_2} = T_n + \left( \frac{q_1}{q_1 + q_2} \right) \Delta T, \quad (6)$$

где  $q_1$  – утечка жидкости через неплотности в узлах насоса, м<sup>3</sup>/с;  $\Delta T$  – повышение температуры жидкости, перетекающей под плунжер, °С;

При движении потоков  $q_1 + q_2$  и плунжера вниз (см. рис. 1, в) газ сжимается до давления столба жидкости над ним  $p_2$ , а температура в насосе повышается до величины

$$\theta_1 = T_n + \left( \frac{q_1}{q_1 + q_2} \right) \Delta T + \Delta T', \quad (7)$$

где  $\Delta T'$  – повышение температуры в результате сжатия газа, °С.

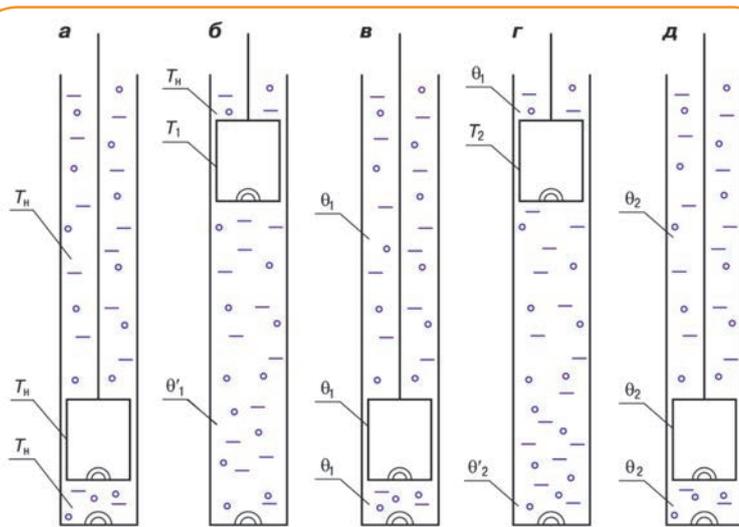


Рис. 1. Термодинамический процесс в СШН

Затем цикл повторяется (см. рис. 1, з, д). Через  $n$  циклов температура в насосе достигнет величины

$$\theta_n = T_n + \Delta T \sum_{n+1}^n \left( \frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^n + \Delta T' \sum_{n+1}^n \left( \frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^{n+1}. \quad (8)$$

Выразим  $\Delta T$  и  $\Delta T'$  через  $H$  и  $H'$  и подставим значение  $\theta_n$  из уравнения (8) в формулу (5), тогда

$$H_1 = \frac{2}{3} \cdot \frac{\Delta p q_2}{J} \sum_{n+1}^n \left( \frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^n + \frac{q_2 \Gamma_n p_0 \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{J(k-1)(q_1 + q_2)} \times \sum_{n+1}^n \left( \frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^{n+1}. \quad (9)$$

Термодинамический процесс в компоновке для ОРЭ по типу ЭЦН-СШН происходит по аналогичной схеме (рис. 2). В данном случае необходимо рассматривать два варианта теплопередачи (рис. 3): температура среды в СШН выше температуры среды в кольцевом зазоре коллектора (возможно при работе СШН и длительной остановке ЭЦН, или когда температура в кольцевом зазоре коллектора ниже, чем в зоне СШН) (см. рис. 3, а); 2) температура среды в СШН ниже температуры среды в кольцевом зазоре коллектора (согласно термоградиенту пластов нижний объект характеризуется более высокой температурой, чем верхний) (см. рис. 3, б).

Отвод тепла от насоса в горную породу (случай 1), а также подвод тепла от восходящего потока жидкости с нижнего объекта эксплуатации (случай 2) можно

представить как теплопередачу от нагретого тела цилиндрической формы через многослойную стенку:

для случая 1:

$$I_2 = k_L L \pi (\theta_n - T_{\text{п}}); \quad (10)$$

для случая 2:

$$I_2 = k_L' L \pi (t_2 - \theta_{\text{п}}), \quad (11)$$

где  $L$  – длина насоса, м;  $T_{\text{п}}$  – температура горной породы на глубине подвески насоса, °С;  $t_2$  – температура потока восходящей жидкости с нижнего объекта эксплуатации, °С (в случае 2,  $t_2 = t_3$  для ламинарного потока жидкости);  $k_L$  – линейный коэффициент теплопередачи от насоса в горную породу через

многослойную стенку, ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С), рассчитываемый по формуле

$$k_L = \left( \frac{1}{2\alpha r_1} + \frac{1}{2\lambda_1} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{2\lambda_2} \ln \frac{r_3}{r_2} + \frac{1}{2\lambda_3} \ln \frac{r_4}{r_3} + \frac{1}{2\lambda_4} \ln \frac{r_5}{r_4} + \frac{1}{2\lambda_5} \ln \frac{r_6}{r_5} + \frac{1}{2\lambda_6} \ln \frac{r_n}{r_6} + \frac{1}{2\lambda_n r_n} \right)^{-1}, \quad (12)$$

где  $k_L' = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda_2 r_2} + \frac{1}{2\lambda_1} \ln \frac{r_1}{r_2} + \frac{1}{\alpha r_1}}$  – линейный коэф-

фициент теплопередачи от восходящего потока жидкости к насосу через многослойную стенку, ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С);  $\alpha$  – коэффициент теплопередачи жидкости стенке цилиндра насоса, ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С);  $\lambda_1 \dots \lambda_n$  – коэффициент теплопередачи сред (стали, жидкостной прослойки, горной породы), ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С);  $r_1 \dots r_n$  – радиусы границы сред, м;  $r_n$  характеризует глубину проникновения тепла в горную породу (см. рис. 3).

Через некоторое время после начала работы штангового насоса наступает тепловое равновесие, т.е. выделение и отвод тепла становятся одинаковыми. Температура в СШН при этом достигает максимальной величины:

для случая 1

$$\Delta\theta_{\text{max}} = \frac{\frac{2}{3} \cdot \frac{\Delta p q_1}{J} + \frac{q_2 \Gamma_{\text{н}} p_0 \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{J(k-1)}}{c p q_2 + \pi L k_L}; \quad (13)$$

для случая 2

$$\Delta\theta_{\text{max}} = \frac{\frac{2}{3} \cdot \frac{\Delta p q_1}{J} + \frac{q_2 \Gamma_{\text{н}} p_0 \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{J(k-1)}}{c p q_2 - \pi L k_L'}. \quad (14)$$

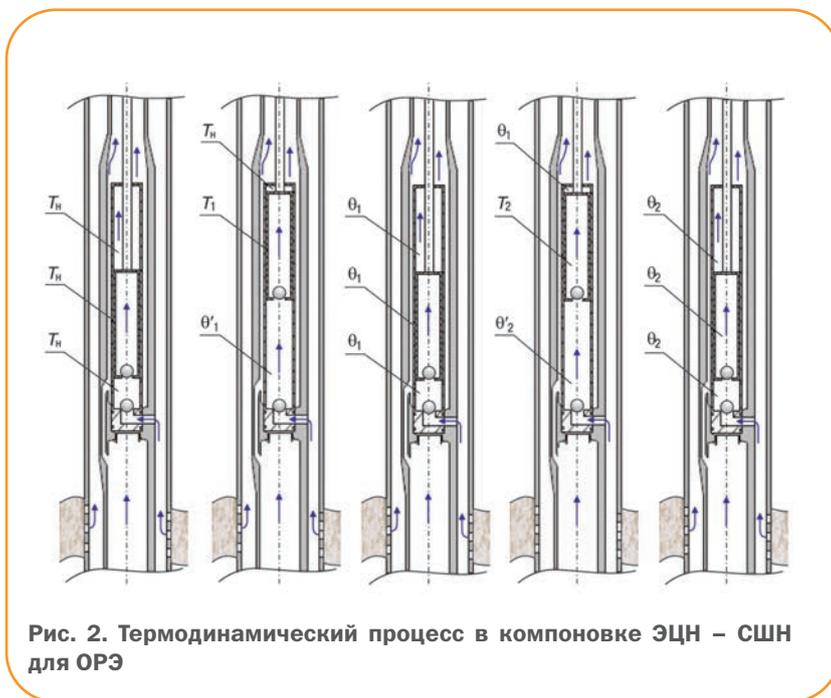


Рис. 2. Термодинамический процесс в компоновке ЭЦН – СШН для ОРЗ

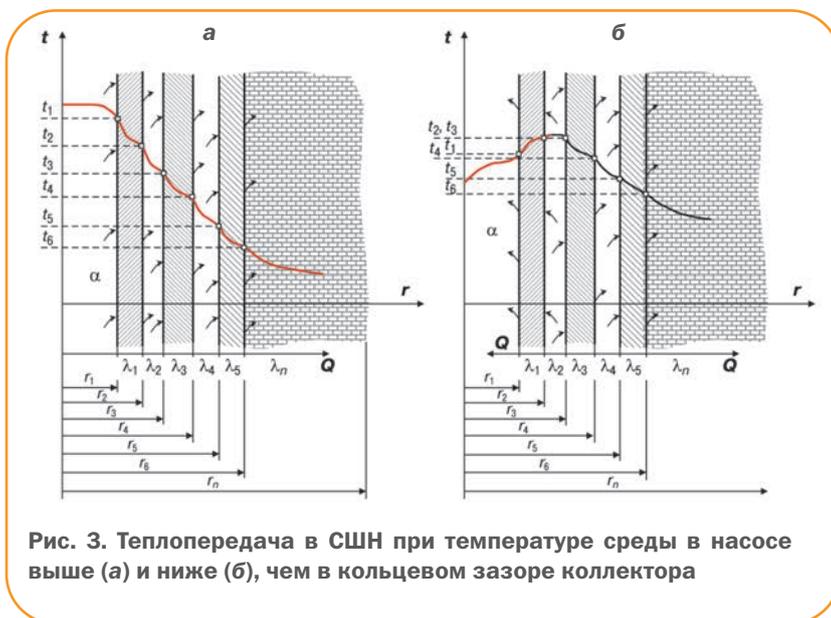
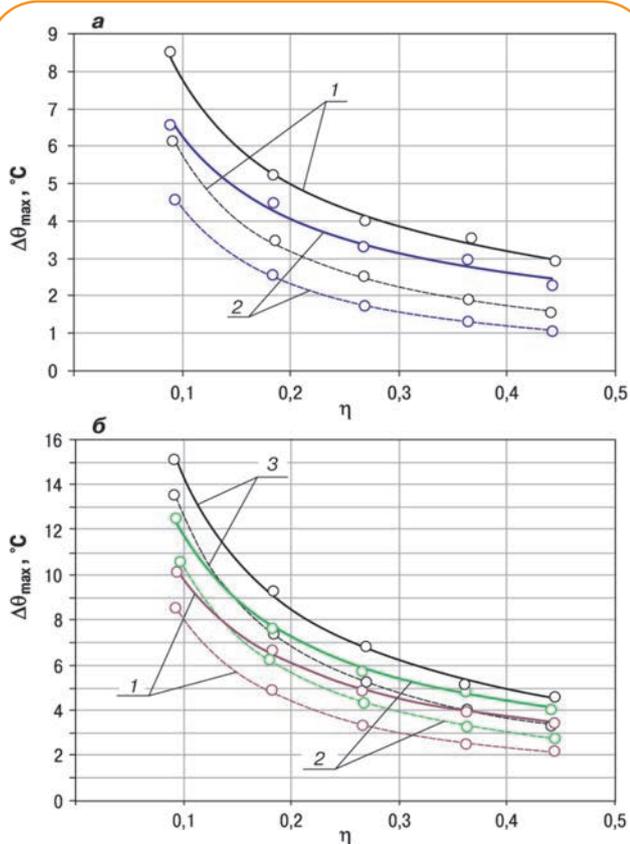


Рис. 3. Теплопередача в СШН при температуре среды в насосе выше (а) и ниже (б), чем в кольцевом зазоре коллектора



**Рис. 4.** Зависимости температуры  $\Delta\theta_{\max}$  от коэффициента подачи  $\eta$  и перепадов давления  $\Delta p$ , полученные экспериментально (сплошные кривые) и расчетным путем (штриховые кривые): а: 1, 2 –  $\Delta p$  равен соответственно 2 и 2,5 МПа; б: 1, 2, 3 –  $\Delta p$  равен соответственно 3, 3,5 и 3,9 МПа

## Экспериментальные исследования

Полученные выводы подтверждают проведенные на специальной лабораторной установке эксперименты [1]. Сопоставление их результатов и расчетных данных показано на рис. 4. Температура в насосе в основном зависит от коэффициента подачи и перепада давления на плунжере, влияние которого возрастает с уменьшением коэффициента подачи. Температура повышается также при увеличении утечки жидкости в узлах насоса.

Зависимости экспериментальных и расчетных значений температуры от различных факторов показывают достаточно хорошую сходимость, что подтверждает адекватность предложенной модели.

## Выводы

1. Температура в СШН в составе установки ЭЦН – СШН для ОРЭ выше температуры окружающей среды. В основном на нее влияют коэффициент подачи насоса, перепад давления на плун-

жере, величина утечки жидкости и температура восходящей жидкости из нижнего объекта, эксплуатируемого ЭЦН.

2. Повышение температуры в насосе происходит постепенно и достигает максимального значения, когда выделение и отвод тепла становятся одинаковыми.

3. Исследование теплового режима СШН позволит обосновано выбирать класс посадки штангового насоса в составе установки для ОРЭ и снизить риск возможности термозаклинивания плунжерной пары.

## Список литературы

1. Сердюк В.И. О температурном режиме глубинного штангового насоса // Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений нижнего Поволжья. Труды «ВолгоградНИПИнефть». – 1972. – Вып. 17. – С. 91-96
2. Сердюк В.И. Исследование температурного режима штангового насоса в условиях скважин // Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений нижнего Поволжья. Труды «ВолгоградНИПИнефть». – 1974. – Вып. 22. – С. 84-85.
3. Основы термодинамики, газовой динамики и теплопередачи: учеб. пособие для авиац. техникумов / Под ред. В. И. Хвостова. – М.: Машиностроение, 1968. – 275 с.
4. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача: учебник для вузов / Под ред. В. С. Силецкого. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1975. – 496 с.

## References

1. Serdyuk V.I., *On temperature mode of sucker rod pump*, *Razrabotka i ekspluatatsiya neftegazovykh mestorozhdeniy nizhnego Povolzh'ya* (Development and exploitation of oil and gas fields of the lower Volga region), Proceedings of VolgogradNIPIneft', 1972, V. 17, pp. 91-96
2. Serdyuk V.I., *Issledovanie temperaturnogo rezhima shtangovogo nasosa v usloviyakh skvazhin* (Research the temperature regime of sucker rod pump in the well conditions), *Razrabotka i ekspluatatsiya neftegazovykh mestorozhdeniy nizhnego Povolzh'ya* (Development and exploitation of oil and gas fields of the lower Volga region), Proceedings of VolgogradNIPIneft', 1974, V. 22, pp. 84-85.
3. *Osnovy termodinamiki, gazovoy dinamiki i teploperedachi* (Fundamentals of thermodynamics, gas dynamics and the heat transfer): edited by Khvostov V.I., Moscow: Mashinostroenie Publ., 1968, 275 p.
4. Nashchokin V.V., *Tekhnicheskaya termodinamika i teploperedacha* (Engineering thermodynamics and heat transfer): edited by Siletskiy V.S., Moscow: Vysshaya shkola Publ., 1975, 496 p.

# Первый опыт применения плунжерных насосов с погружным линейным электроприводом в ОАО «НК «Роснефть»

Р.И. Бакиров, М.С. Попов, С.М. Бердин  
(АО «РН-Няганьнефтегаз»)

**Ключевые слова:** малodeбитный фонд, плунжерный насос, погружной линейный привод  
**Key words:** lift methods, low-rate well operation, downhole linear drive

**Адреса для связи:** r\_bakirov@rosneft.ru, MSPopov@rosneft.ru, smberdin@rosneft.ru

## Введение

Многочисленные месторождения нефти и газа на территории России находятся на четвертой стадии разработки, для которой характерны низкие дебиты жидкости и пластовые давления. Как правило, малodeбитными считаются скважины с дебитом жидкости менее 5 м<sup>3</sup>/сут. Однако в ОАО «НК «Роснефть» к такому фонду скважин принято относить скважины с дебитом до 30 м<sup>3</sup>/сут, так как именно этот объем добываемой жидкости соответствует границам применения различных способов механизированной добычи [1]. Приблизительно 40 % скважин действующего фонда ОАО «НК «Роснефть» являются малodeбитными, в том числе и скважины месторождений Красноленинского свода, эксплуатируемые АО «РН-Няганьнефтегаз». Такие скважины требуют развития техники и технологий их эксплуатации.

## Проблемы эксплуатации малodeбитного фонда скважин и способы их решения

Основным способом эксплуатации скважин с низкими дебитами является механизированный с использованием установок скважинных штанговых (УСШН) и электроцентробежных (УЭЦН) насосов, работающих в постоянном или периодическом режиме [1]. В структуре действующего фонда УЭЦН АО «РН-Няганьнефтегаз» периодический фонд скважин составляет порядка 30 %, или почти 1000 скважин. Каждый из способов эксплуатации имеет как ограничения, так и технические особенности, требующие дополнительных затрат.

Стратегия работы компании с периодическим фондом направлена на его сокращение и повышение эф-

фективности эксплуатации скважин, что подразумевает постоянную работу по их переводу из режима автоматического повторного включения (АПВ) в периодический режим (ПР) во всех случаях, когда это возможно [2]. В рамках данной стратегии ведется работа по переводу периодического фонда УЭЦН на эксплуатацию УСШН. При этом для обеспечения прежнего уровня добычи требуется закупка новых наземных приводов, способных работать при повышенной нагрузке на полированный шток.

Таким образом, увеличение эффективности эксплуатации механизированных скважин в определенный момент невозможно без внедрения альтернативных технологий добычи нефти. Одной из них на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» может стать технология с использованием установки плунжерного насоса (ПН) с погружным линейным электрическим двигателем (ПЛЭД). Принципиальная схема ПН с ПЛЭД приведена на рис. 1.

Рассматриваемое оборудование сочетает основные положительные конструктивные особенности УСШН (объемный тип насоса, позволяющий регулировать подачу без изменения напорной характеристики) и УЭЦН (прямой погружной электропривод). При этом отсутствуют такие недостатки насосных установок, как: присутствие металлоемкого наземного привода; системы механизмов, преобразующих вращательное движение в возвратно-поступательное; колонны насосных штанг; необходимость применения гидрозащиты. Кроме того, в установках ПН с ПЛЭД не происходит нагрева электродвигателя.

ПЛЭД – электрическая машина, принцип работы которой основан на использовании энергии бегущей



**Рис. 1.** Принципиальная схема плунжерного насоса с погружным линейным двигателем

го магнитного поля. При включении обмотки первичного элемента в многофазную сеть образуется магнитное поле, которое перемещается вдоль магнитопровода. При перемещении магнитное поле индуцирует электродвижущую силу (ЭДС) во вторичном элементе машины. ЭДС вызывает токи, от взаимодействия которых с магнитным полем образуется механическая сила (тяговое усилие), стремящаяся сдвинуть элементы относительно друг друга.

На протяжении нескольких лет многие нефтяные компании предпринимали попытки приобрести оборудование данного типа. По доступной информации ни одна из них не была успешной. Многие российские производители электропогружного оборудования неоднократно пытались разработать или скопировать подобное оборудование иностранного производства. О результатах производства или испытаний такого оборудования нет информации, но известно о нескольких неудачных попытках запуска опытных образцов. ПН с ПЛЭД зарубежного производства имеют неоправданно высокую стоимость для масштабного внедрения с целью эксплуатации малодобитного добывающего фонда. Проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) такого оборудования также затруднено условиями доставки негабаритного груза от места производства.

Однако в конце 2015 г. при содействии управления механизированной добычи Департамента нефтегазодобычи ОАО «НК «Роснефть» специалистами

АО «РН-Няганьнефтегаз» была получена информация о наличии на территории Российской Федерации трех комплектов таких установок производства КНР. Официальный представитель китайской компании «Хайлу» ООО «Центр ИТ» предоставил два комплекта ПН с ПЛЭД для проведения испытаний на месторождениях АО «РН-Няганьнефтегаз».

## Проведение испытаний ПН с ПЛЭД

В результате изучения условий предоставления оборудования и оценки его применимости к скважинам месторождений АО «РН-Няганьнефтегаз» были выявлены следующие особенности его производства и эксплуатации:

- отсутствуют сборка, а также сервисные базы, осуществляющие ремонт/ обслуживание оборудования на территории РФ (производство находится в КНР; поставки осуществляются только торговым представителем);

- конструкция линейного электродвигателя не предусматривает его текущий ремонт;

- отсутствует унифицированное высоконадежное соединение со строительной длиной кабеля (из двигателя выведен отрезок кабеля длиной 70 см, далее на устье скважины он сращивается со строительной длиной кабельной линии);

- станция управления линейным приводом является аналоговым устройством: контроль рабочих параметров системы насос – двигатель осуществляется посредством анализа изменения силы тока;

- выходы в систему телемеханики не предусмотрены.

Данные особенности не критичны с точки зрения обеспечения работоспособности испытываемого оборудования, однако в случае принятия решения о масштабном его применении потребуются обязательное устранение обнаруженных недостатков из производственного цикла. Несмотря на все выявленные недостатки, было принято решение о проведении ОПИ двух комплектов ПН с ПЛЭД для определения их конструкционной и ресурсной надежности.

Основная цель испытаний заключалась в оценке возможности повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин путем внедрения инновационного оборудования. Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

- оценка конструкционной и ресурсной надежности испытываемого погружного оборудования;

- определение уровня потребления электроэнергии по сравнению с другими способами эксплуатации;

– определение области наиболее рационального применения данного типа погружного оборудования на добывающем фонде скважин.

С учетом характеристик рассматриваемого оборудования определена область его применения:

- нефтяные скважины с проектным дебитом от 4 до 30 м<sup>3</sup>/сут;
- скважины с глубиной спуска насоса от 1500 до 2500 м;
- скважины со сложной конструкцией эксплуатационной колонны (скважины с повышенной кривизной ствола в зоне спуска оборудования, но не в зоне его подвеса).

По результатам анализа эксплуатируемого фонда на предмет соответствия выявленной области применения ПН с ПЛЭД отобраны две скважины-кандидата и зафиксированы все базовые параметры их работы. После поступления установок в распоряжение АО «РН-Няганьнефтегаз» были проведены ремонты скважин со сменой погружного оборудования и впервые в ОАО «НК «Роснефть» ПН с ПЛЭД начали поднимать скважинную жидкость на устье.

## Техническая и экономическая эффективность испытываемого оборудования

По результатам вывода скважин на режим провели оценку рабочих параметров и приступили к мониторингу работы изучаемого оборудования. Таким образом, была определена конструкционная надежность и начато исследование ресурсной надежности, которая по данным завода-изготовителя должна составить около 730 сут.

Вторым показателем эффективности обозначено снижение удельного потребления электроэнергии. Для оценки энергоэффективности было рассмотрено изменение энергопотребления до и после запуска испытываемого оборудования.

Необходимо отметить, что для оценки энергоэффективности испытываемого оборудования скважины-кандидаты подбирались исходя из условия наибольшей «конкурентоспособности», в частности, было принято решение сравнить энергопотребление ПН с ПЛЭД с энергопотреблением УЭЦН, работающей в периодическом режиме. Как видно из рис. 2. общее суточное и удельное потребление электроэнергии по сравнению с предыдущей установкой выше, что обусловлено исключительно разницей во времени работы.

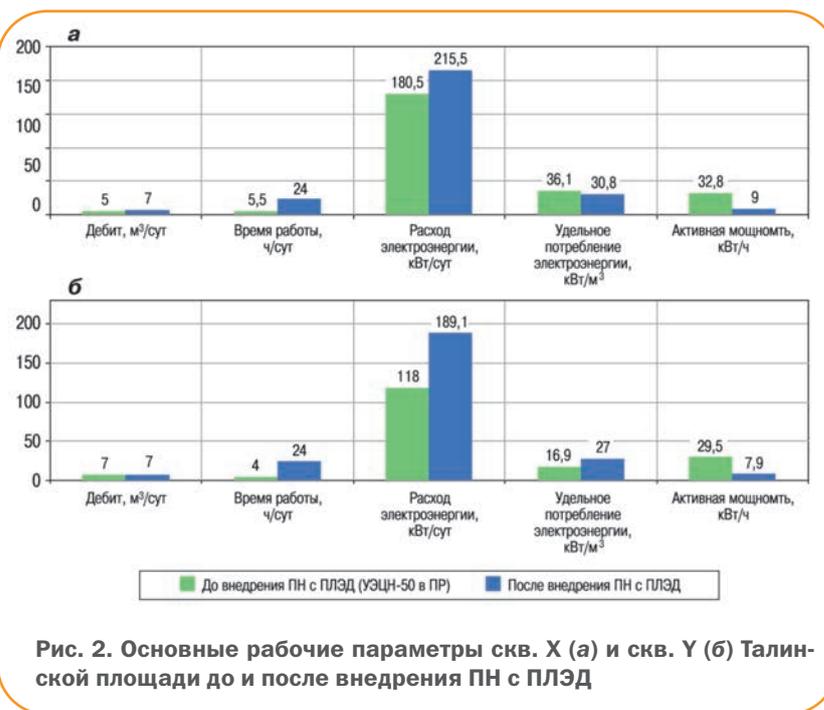
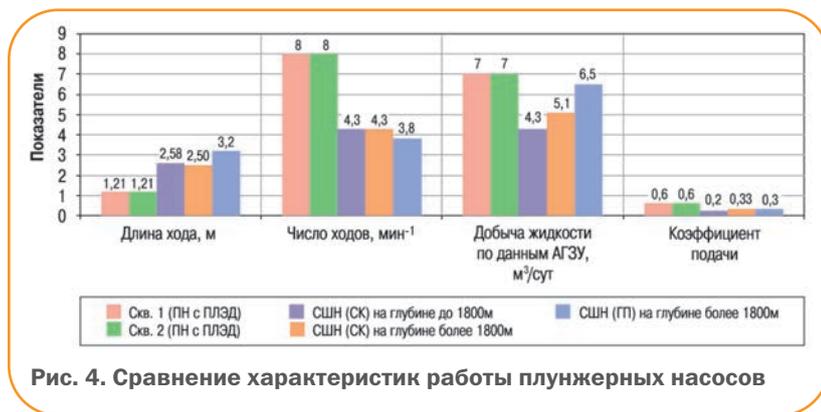
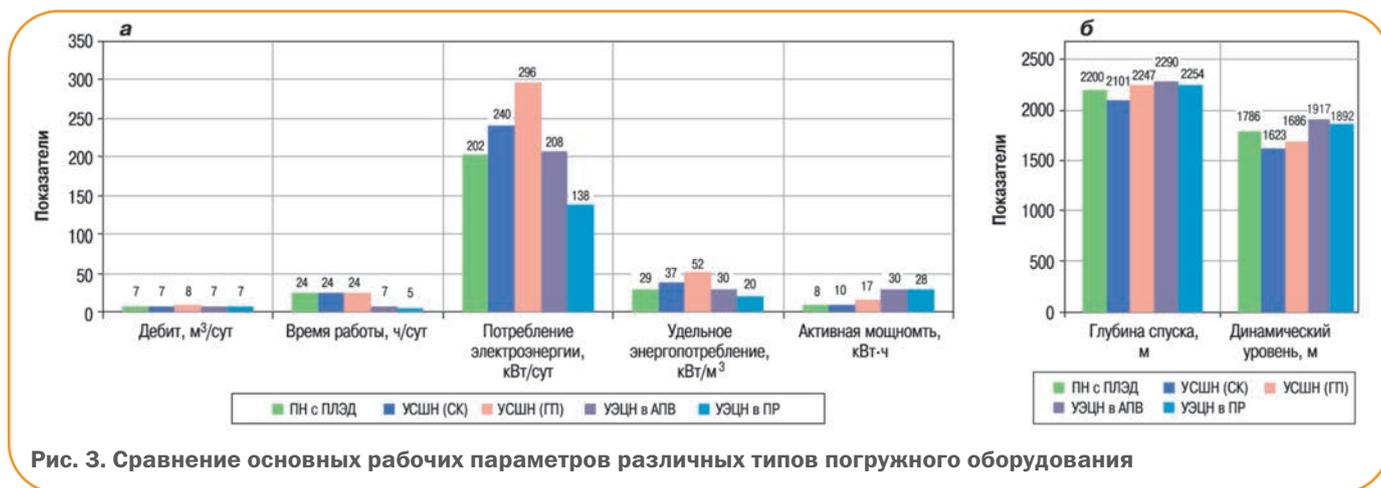


Рис. 2. Основные рабочие параметры скв. X (а) и скв. Y (б) Талинской площади до и после внедрения ПН с ПЛЭД

Для более полного представления о величине энергопотребления необходимо сравнить его с энергопотреблением других способов и технологий добычи. Для этого были выбраны скважины со схожими геологическими характеристиками. Проведенный анализ показал безусловное преимущество ПН с ПЛЭД по сравнению с УСШН с любым типом наземного привода вне зависимости от глубины спуска насоса, а также с УЭЦН, эксплуатируемыми в режиме АПВ (рис. 3).

Сравнение эксплуатационных характеристик также показало преимущество нового оборудования по сравнению с традиционными способами добычи. Как видно из рис. 4, коэффициент подачи плунжерного насоса без колонны штанг и соответственно потерь на их растяжение/сжатие в 2 раза выше, чем у УСШН. Возможность увеличения числа двойных ходов обусловлена отсутствием колонны штанг и риска ее обрыва в результате частых знакопеременных нагрузок.

В процессе оценки экономической эффективности применения ПН с ПЛЭД сотрудниками АО «РН-Няганьнефтегаз» было проведено сравнение с затратами при альтернативных способах добычи нефти. Установлено, что при существующей стоимости комплекта ПН с ПЛЭД при одинаковой с используемым оборудованием наработке на отказ его применение не имеет экономической эффективности. Тем не менее на основании анализа полученных результатов при условии, что заявленная изготовителем наработка на отказ подтвердится опытным путем, авторы определили потенциальный фонд скважин, на котором применение данного оборудования будет оправдано – это скважины



часто ремонтируемого фонда с наработкой на отказ не более 121 сут.

В случае подтверждения конструктивной и ресурсной надежности испытываемого оборудования можно сделать вывод о необходимости удешевления ПН с ПЛЭД. В этом направлении возможно, во-первых, развитие партнерских отношений и проведение переговоров о снижении цены оборудования с производителем из КНР на уровне руководства компании; во-вторых, дополнительное стимулирование отечественных производителей к разработке и созданию аналогичного оборудования.

## Выводы

1. ПН с ПЛЭД применимы в условиях месторождений, эксплуатируемых АО «РН-Няганьнефтегаз».
2. По показателям энергоэффективности ПН с ПЛЭД превосходят все способы и технологии эксплуатации механизированного фонда скважин, кроме УЭЦН, работающих в периодическом режиме.

3. Коэффициент подачи ПН с ПЛЭД за счет отсутствия потерь длины хода в колонне штанг превышает коэффициент подачи УСШН в 2 раза.

4. С учетом текущей стоимости испытываемого оборудования при достижении заявленной заводом-изготовителем конструктивной и эксплуатационной надежности возможно его применение в скважинах часто ремонтируемого фонда (с наработкой на отказ менее 120 сут).

5. Для повышения привлекательности использования оборудования данного типа необходимо снижение его стоимости.

6. Для рассмотрения возможности внедрения ПН с ПЛЭД необходимо наличие сервиса по его обслуживанию и ремонту на территории России.

## Список литературы

1. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодобитных скважин в ОАО «НК «Роснефть» // Инженерная практика. – 2014. – № 11.
2. Каверин М.Н. Анализ состояния фонда УЭЦН ОАО «НК «Роснефть», работающих в режиме периодической эксплуатации // Инженерная практика. – 2014. – № 11. – С. 22–27.

## References

1. Yakimov S.B., *Inzhenernaya praktika*, 2014, no. 11.
2. Kaverin M.N., *Inzhenernaya praktika*, 2014, no. 11, pp. 22–27.

# Промышленное внедрение отечественного инновационного оборудования для подготовки нефти на промысле Самарской области

Г.Г. Гилаев, д.т.н., О.В. Гладунов (АО «Самаранефтегаз»),  
А.В. Гришагин, Т.И. Кологреева (ООО «СамараНИПИнефть»)

**Ключевые слова:** установка подготовки нефти, нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом продукции, подогреватель нефти блочный с промежуточным теплоносителем

**Key words:** oil treatment plant, three-phase separator with direct product heating, packaged oil heater with intermediate heat carrier

Адрес для связи: GrishaginAV@samnipineft.ru

## Введение

В Самарской области на Похвистневской установке комплексной обработки нефти (УКОН) внедрен опытный образец установки подготовки нефти УПН-3000 в блочно-модульном исполнении с целью определения технологических параметров для дальнейшего использования на установках первичной подготовки нефти. В соответствии с заданием на проектирование производительность блочно-модульной УПН по жидкости составила 3000 т/сут.

Трехфазный сепаратор и блок с выносными подогревателями блочно-модульной УПН-3000 были разработаны и изготовлены ПГ «Генерация» (ОАО «Нефтемаш», г. Сызрань). Рабочий проект по привязке опытно-промышленного оборудования к конкретной площадке нефтепромысла «Блочная установка УПН-3000 на УКОН ЦПНГ №2» выполнен специалистами ООО «СамараНИПИнефть» [1].

При проектировании учитывалось, что на УКОН поступает смесь нефтей с Сосновской установки предварительного сброса воды (УПСВ) и Яблоневской установки промышленной подготовки нефти (УППН) после разгазирования и предвари-

тельного обезвоживания. Количество растворенного газа в поступающей нефти при температуре 12 °С не превышает 1,5 м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>.

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной сырой и товарной нефти приведены в таблице.

Показатель	Сырая нефть	Товарная нефть
Плотность, т/м <sup>3</sup>	0,8559	0,8606
Вязкость, мПа·с	8,63	10,3
Температура застывания, °С	-11	-7
Массовое содержание, %:		
воды, не более	10,0	0,5
смол	6,31	6,88
асфальтенов	1,53	1,61
парафинов	3,95	3,96
серы	2,07	2,10
Содержание хлористых солей, мг/л, не более	1060	100
Мольное содержание сероводорода, %	0,001	0,0007
Молекулярная масса	227	230
Объемное содержание, %, фракции:		
100 °С	5,0	4,5
150 °С	14,0	13,0
200 °С	23,5	23,0
250 °С	32,5	32,0
300 °С	42,0	41,5

Ниже представлены характеристики топливного газа.

Молекулярная масса.....	20,03
Относительная плотность (по воздуху) .....	0,69
Низшая теплота сгорания, МДж/кг.....	39,3
Компонентный состав, %:	
сероводород.....	0,001
углекислый газ .....	0,587
азот.....	0,788
метан .....	78,086
этан.....	15,814
пропан.....	3,525
и-бутан.....	0,276
н-бутан.....	0,585
и-пентан.....	0,119
н-пентан.....	0,118
гексан .....	0,076
гептан .....	0,027
C <sub>8+</sub> .....	0,005

## Особенности инновационного оборудования

При разработке опытно-промышленного образца нефтегазоводоразделителя УПН-3000 было решено отказаться от размещения нагревательного элемента непосредственно в емкости аппарата, как это присуще зарубежным аналогам обработки эмульсии типа Heater-Treater [2] или нефтегазоводоразделителям с прямым подогревом продукции (НГВРП) [3]. Такое решение связано со стремлением избежать проблемы снижения теплоотдачи жаровой трубы при эксплуатации многофункционального оборудования, а также разрушения ее стенок под действием сероводорода. В связи с этим нагрев нефти, поступающей на УПН-3000, предложено выполнять в двух подогревателях нефти ПБТ-1,6М производства ОАО «Нефтемаш».

Кроме различия по способу организации нагрева обрабатываемой продукции, внутренняя оснастка УПН-3000 также существенно отличается от зарубежных аналогов, выпускаемых по американскому стандарту API [2]. Установка УПН-3000 снабжена перегородками, не доходящими до верха аппарата, в то время как стандартные зарубежные аппараты имеют сплошную перегородку, разделяющую емкость на два основных отсека. В первом отсеке зарубежных аналогов происходит трехфазное разделение продукции (нефть, газ и попутно добываемая пластовая вода), а во втором – двухфазное (нефть и опресненная вода после обессоливания).

В связи с тем, что опытно-промышленный образец внедрялся на Похвистневской УКОН ЦПНГ-2,

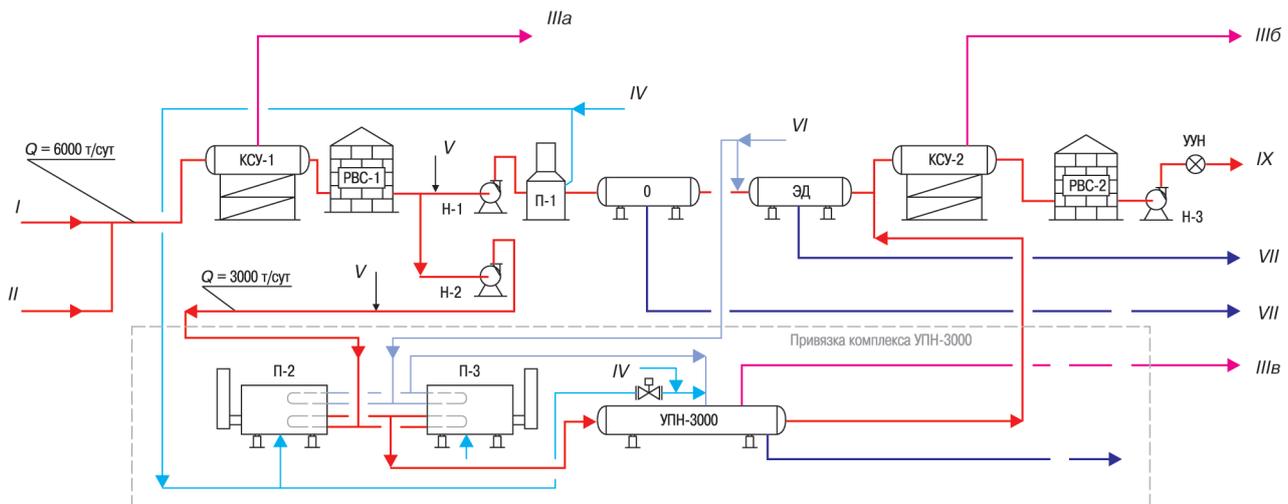
куда поступает глубоко разгазированная нефть, требовалось применение дополнительных технологических и конструктивных средств для обеспечения работы установки.

В инновационном аппарате используется двухступенчатый сброс воды: в первом отсеке аппарата, так же как в аппаратах Heater-Treater, происходит сброс свободной воды; во втором – сбрасывается связанная вода при дополнительном отстаивании после обессоливания за счет промывки нефти пресной водой в промежуточном отсеке. В отсеке воды УПН-3000 патрубки вывода пластовой и опресненной воды устанавливаются на различных высотах: первый соединен с отсеком предварительного отстаивания, второй – с отсеком обессоливания и коалесценции. Это позволяет поддерживать определенную толщину слоя нефти в обоих отсеках. Конструкция аппарата обеспечивает трехфазную сепарацию нефти за счет гравитационных сил с использованием элементов обессоливания и коалесценции.

Так как газ в нефти практически отсутствует, для транспорта жидкой фазы через сепарационное оборудование и поддержания газовой подушки в аппарате УПН-3000 в секцию обезвоживания через регулятор давления «после себя» подается топливный газ [4].

Принципиальная технологическая схема привязки нового оборудования к существующим сооружениям подготовки нефти на Похвистневской УКОН представлена на рис. 1. Смонтированное на объекте оборудование показано на рис. 2. Технические характеристики УПН-3000 приведены ниже.

Производительность по нефтяной эмульсии, т/сут .....	Не более 3000
Тепловая мощность выносного подогревателя, МВт (Гкал/ч).....	Не более 1,86 (1,6)
Температура нефтяной эмульсии на входе в подогреватель, К (°С).....	Не менее 278 (5)
Температура нагрева нефтяной эмульсии, К (°С).....	Не более 343 (70)
Давление нефтяной эмульсии в оборудовании, МПа .....	Не более 0,6
Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup> .....	Не более 860
Массовая доля воды в нефтяной эмульсии на входе установки, % .....	Не более 20
Вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с:	
при температуре 20 °С .....	14,2
при температуре 50 °С .....	5,2
Температура пресной воды, К (°С).....	Не менее 333 (60)



**Рис. 1. Принципиальная технологическая схема привязки нового комплекса УПН-3000 на Похвистневской УКОН:** I – сырье с Сосновского направления; II – сырье с Яблоневского направления; IIIa, IIIб, IIIв – газ соответственно сырьевой, товарной КСУ и аппарата УПН-3000; IV – топливный газ; V – деэмульгатор; VI – промывочная пресная вода; VII, VIII – сточная вода соответственно первой и второй ступени обезвоживания на очистку; IX – товарная нефть; КСУ-1, 2 – сырьевая и товарная концевые сепарационные установки; РВС-1, 2 – сырьевые и товарные резервуары; Н-1, 2 – соответственно старые (существующие) и новые (по проекту) сырьевые насосы; Н-3 – насосы внешней откачки; П-1 – нагреватели по существующей схеме нагрева; П-2, 3 – новые подогреватели нефти; О – отстойники; ЭД – электродегидраторы; УУН – узел учета нефти

Превышение давления пресной воды над рабочим давлением в установке, МПа ...0,01

Выходные параметры:

- массовое содержание воды в нефти, % ..... Не более 0,5
- содержание хлористых солей на выходе из установки, мг/дм<sup>3</sup>.... Не более 100
- содержание механических примесей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>..... Не более 50

## Особенности организации проектирования

В ходе предпроектных работ были уточнены границы участия организаций в разработке аппаратурного оформления, привязки к существующим сооружениям и автоматизации модульной установки УПН-3000.

Научно-исследовательские работы для обоснования конструкторских решений и подготовки рекомендаций к проектированию блочной УПН-3000 выполнило ОАО «СибНИИ НП» (г. Тюмень), автоматизацию УПН-3000 с выносными подогревателями в границах блоков – ПАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа).

Разработчиком оборудования были предоставлены утвержденные Ростехнадзором сертификаты, разрешающие применение блочного УПН, и технические решения по разрабатываемому оборудованию. По предписанию Центра государственного санитарно-эпидемиологического надзора в Самарской области был выполнен проект сокращения санитарно-защитной зоны для УКОН «Похвистнево».

Для привязки рассматриваемого и нестандартного оборудования, а также разработки строительных решений при проектировании фундаментов под аппараты и подогреватели проектной организацией



**Рис. 2. Оборудование Похвистневской УКОН:** а – аппаратурный модуль УПН-3000; б – подогреватели нефти ПБТ-1,6М

была запрошена картограмма распределения нагрузок на опытно-промышленный образец УПН-3000 и путевые подогреватели нефти. Весь инжиниринг по привязке проектируемого оборудования и необходимых коммуникаций к существующей инфраструктуре выполнен ООО «СамараНИПИнефть». Специалистами института предложен также ряд технологических и технических приемов, обеспечивших повышение надежности работы опытно-промышленного образца.

### Заключение

На официальном сайте ПГ «Генерация» [5] указано, что установки УПН-3000 уже внедрены на двух объектах в РФ: в АО «Самаранефтегаз» и ООО «Северное сияние».

При этом следует отметить, что в модификации УПН-3000, эксплуатирующейся на Похвистневской УКОН, используются выносные блочные подогреватели нефти с промежуточным теплоносителем. «Самарский» аппаратный блок сепарации и обезвоживания УПН-3000 без нагрева введен в эксплуатацию в мае 2013 г., в июне были введены в работу подогреватели нефти.

В целом комплекс УПН-3000 с выносными подогревателями в настоящее время обрабатывает 2400 т/сут нефти (80 % проектной загрузки), при этом массовое содержание воды в конечной продукции составляет 0,14–0,16 %; содержание хлористых солей – 36–72 мг/л.

При сохранении режима санкций со стороны Запада и ответной процедуры нашего государства по импортозамещению привязка и внедрение отечественного оборудования на нефтепромыслах страны является основополагающим мероприятием по созданию российского нефтяного оборудования, по техническим характеристикам параметров не уступающего зарубежным аналогам.

### Список литературы

1. *Техника и технология добычи нефти и газа* ОАО «Самаранефтегаз»/ Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, И.Н. Пупченко [и др.]. – Самара: Изд-во «Нефть. Газ. Новации», 2014. – 528 с.
2. *Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters*. API Spec 12L, 3rd Edition, January, 1986. – Dallas: American Petroleum Institute, 1986. – 33 p.
3. *Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазоводоразделителях с подогревом продукции*/ М.Ю. Тарасов, А.Б. Зырянов, А.А. Зобнин, И.А. Ташбулатов //Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 96-98.
4. *Пат. № 2136346 РФ. МКИ В 01 D 17/04, С 10 G 33/04. Способ обработки нефтяной эмульсии* / П.А. Анисимов, Л.Н. Баландин, А.В. Гришагин, В.И. Кузин, А.Г. Соколов, Е.Ф. Шабашев; заявитель и патентообладатель Государственный институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности; № 97109456/25, заявл. 04.06. 97; опубл. 10.09.1999.
5. URL: <http://www.generation-ngo.ru/podgotovka/upn>

### References

1. Gilaev G.G., Strunkin S.I., Pupchenko I.N., Ismagilov A.F., Kozlov S.A., *Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefi i gaza* ОАО "Samaraneftegaz" (Technique and technology of oil and gas production of Samaraneftegaz), Samara: Neft' Gaz. Novatsii Publ., 2014, 528 p.
2. *Specification for vertical and horizontal emulsion treaters*, API Spec 12L, 3rd Ed., January, 1986, Dallas: American Petroleum Institute, 1986. – 33 p.
3. Tarasov M.Yu., Zyryanov A.B., Zobnin A.A., Tashbulatov I.A., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 5, pp. 96-98.
4. Patent no. 2136346 RF, MКИ В 01 D 17/04, S 10 G 33/04, *Oil emulsion treatment process*, Inventors: Anisimov P.A., Balandin L.N., Grishagin A.V., Kuzin V.I., Sokolov A.G., Shabashev E.F.
5. URL: <http://www.generation-ngo.ru/podgotovka/upn>

# Математические подходы к решению задач реинжиниринга

**В.А. Смыслов, М.С. Мелешко, Т.П. Чаплыгина,  
И.Г. Хамитов (ООО «СамараНИПИнефть»),  
О.В. Гладунов, Ю.Ю. Попов (АО «Самаранефтегаз»)**

**Ключевые слова:** реинжиниринг, оптимизация, коридоры коммуникаций  
**Key words:** re-engineering, optimization, utility lines

**Адрес для связи:** meleshkomas@samnipineft.ru

## Введение

Срок разработки месторождений часто составляет десятки лет. За это время, как правило, значительно изменяются макроэкономические условия, степень геологической изученности и развитие инфраструктуры разрабатываемого района. Эти изменения требуют регулярного пересмотра принятых решений на предмет актуальности и оптимальности. В случае выявления потенциала для оптимизации действующих объектов разрабатываются мероприятия по его реализации. Анализ действующих объектов, разработка программы оптимизации их работы и ее выполнение называется реинжинирингом. Справедливо предположить, что реинжиниринговый потенциал прямо пропорционален сроку эксплуатации месторождений и масштабности взаимосвязанной системы сбора.

В работе [1] реинжиниринг определяется как «полномасштабный процесс реструктуризации существующей наземной инфраструктуры, направленный на оптимизацию неэффективно используемых мощностей, снижение операционных и капитальных затрат на поддержание инфраструктуры для повышения эффективности деятельности предприятий». Авторы предлагают разработку нормативной документации для формирования унифицированного подхода к проведению реинжиниринга месторождений.

Разработка программ оптимизации эксплуатационных затрат актуальна во всем мире. Например, в работе [2] специалисты из компании Lagoven, S.A. рассматривают аналогичную задачу в рамках актива на оз. Маракайбо (Венесуэла). Авторы рекомендуют использовать сценарное планирование для веро-

ятностной оценки перспективы и выбора наиболее оптимальных мероприятий.

В дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть» накоплен достаточно большой опыт разработки реинжиниринговых программ. В связи с этим уже сейчас можно говорить о стандартных реинжиниринговых мероприятиях:

- перевод потоков с целью перераспределения нагрузки, например, при перегруженности одних объектов и наличии профицита мощности у других;
- вывод объектов из эксплуатации (например, остановка насосной станции при снижении объемов перекачиваемой продукции);
- оптимизация насосного оборудования с целью повышения к.п.д.;
- прочие мероприятия, направленные на снижение эксплуатационных затрат.

Обычно при подготовке программ реинжиниринга в первую очередь определяется наличие потенциала для проведения высокоэффективных стандартных мероприятий, позволяющих значительно сократить эксплуатационные затраты. В ООО «СамараНИПИнефть» помимо стандартных задач в план выполнения проекта включается пункт «Глобальный реинжиниринг», предусматривающий проведение анализа всей системы сбора и транспорта с позиций оптимальности схемы доставки продукции от пласта до пунктов сдачи. Это наукоемкая задача, требующая привлечения специалистов, владеющих физико-математическим аппаратом. Для решения данной задачи в институте организован «Центр стратегических компетенций», занимающийся методологическим и программным обеспечением выполне-

ния нестандартных задач. В Центре работают специалисты с математическим или физическим образованием, из которых 70 % получили два высших образования и/или ученые степени (в основном кандидаты физико-математических наук). Такая группа позволяет не только решать новые задачи, но и применять нестандартные подходы к выполнению типовых задач.

## Постановка задачи исследования

С позиции специалистов Центра стратегических компетенций исходная постановка задачи преобразовалась к следующему виду: «выявить реинжиниринговый потенциал в системе сбора продукции месторождений исходя из «идеальной» математической модели, основанной только на кустовой схеме обустройства».

Прежде чем приступить к построению математически оптимальной схемы коридоров коммуникаций «с нуля», необходимо определить степень детализации модели. При построении путей доставки продукции от пласта к пункту сбора в качестве источников можно рассматривать скважины, кусты или целые месторождения. Выбор зависит от масштаба рассматриваемого актива. Специфика активов АО «Самаранефтегаз» и ПАО «Оренбургнефть», являющихся генеральными заказчиками ООО «СамараНИПИнефть», состоит в том, что в единую систему сбора включены десятки месторождений. В связи с этим рассмотрено выполнение задачи в разрезе месторождений на уровне межпромысловых коридоров коммуникаций.

На первом этапе из модели исключается информация о существующих трубопроводах и объектах предварительной подготовки нефти с целью обеспечения основного условия задачи. Далее все месторождения «схлопываются» в точки, территориально расположенные в центрах масс скважин, в качестве весов которых используются накопленные отборы нефти с начала разработки до планируемого срока ликвидации скважины

$$\vec{X}_i = \frac{\sum_{k=1}^N m_k \cdot \vec{x}_k}{\sum_{k=1}^N m_k}, \quad (1)$$

где  $\vec{X}_i$  – радиус-вектор центра масс скважин  $i$ -го месторождения;  $m_k$  – вес  $k$ -й скважины;  $\vec{x}_k$  – радиус-вектор  $k$ -й скважины.

Таким образом, задается множество точек, представляющих собой месторождения с историческими и прогнозными уровнями добычи.

Далее задача разбивается на три этапа: 1) объединение месторождений в группы по принципу общей точки сдачи; 2) расположение центральных пунктов сбора для групп месторождений; 3) построение схем коридоров коммуникаций для каждой группы месторождений.

## Объединение источников в группы

Построение оптимальной схемы коридоров коммуникаций предлагается начать с объединения месторождений в группы по принципу общей точки сдачи. Для этого к исходному множеству точек добавляются точки, соответствующие потенциальным пунктам сдачи продукции актива. Пункты сдачи отбираются таким образом, чтобы расстояние от пункта до ближайшего месторождения было меньше, чем до соседнего пункта. После этого в модели необходимо построить схему коридоров коммуникаций между всеми рассматриваемыми точками.

С математической точки зрения решается задача Штейнера [3], т.е. точки на плоскости соединяются линиями таким образом, чтобы суммарная протяженность была минимальной. Допустимость решения задачи на плоскости обосновывается детализацией модели до месторождений и, как следствие, значительными расстояниями между точками. Это дает основания полагать, что погрешность от игнорирования различий в стоимости прокладки коридоров в зависимости от рельефа и других особенностей будет незначительной по сравнению с суммарной протяженностью и не повлияет на ключевые решения. Таким образом, получается связный граф, соединяющий коридорами коммуникаций все месторождения со всеми потенциальными пунктами сдачи.

Очевидно, что связный граф имеет потенциал по сокращению суммарной протяженности за счет исключения ребер при условии сохранения путей до пункта сдачи для каждого месторождения. Для эффективного сокращения протяженности предлагается исключать наиболее длинные участки коридоров. Каждое исключение будет добавлять по одной компоненте связности. Процедура продолжается до тех пор, пока для каждого месторождения не останется путь только до одного пункта сдачи из всех потенциальных. После этого месторождения считаются сгруппированными по принципу общего пункта сдачи.

## Расположение центрального пункта сбора

Далее задачу можно рассматривать в рамках одной группы месторождений, имеющих общую точку сдачи. Для других групп ход решения аналогичен, а результат не зависит от результатов для прочих групп.

Для подготовки продукции месторождений одной группы к коммерческому учету предлагается выбрать расположение центрального пункта сбора (ЦПС). Для этого были рассмотрены две математические модели: центр масс и точка Ферма – Торричелли [4]. Как показал анализ, точка Ферма – Торричелли дает более эффективное решение по суммарной протяженности трубопроводов (рис. 1). В качестве весов используются накопленные отборы нефти. Поиск оптимального местоположения ЦПС выполняется для каждого года эксплуатации от текущего до конечного с учетом выбранного горизонта планирования. На каждом временном шаге получается новая точка. В совокупности эти точки, последовательно соединенные отрезками, задают траекторию изменения оптимального расположения ЦПС с течением времени. На основании визуального анализа траектории можно сделать выводы о наиболее эффективном расположении ЦПС или разработать предложение о его изменении в некоторый момент в рамках срока планирования.

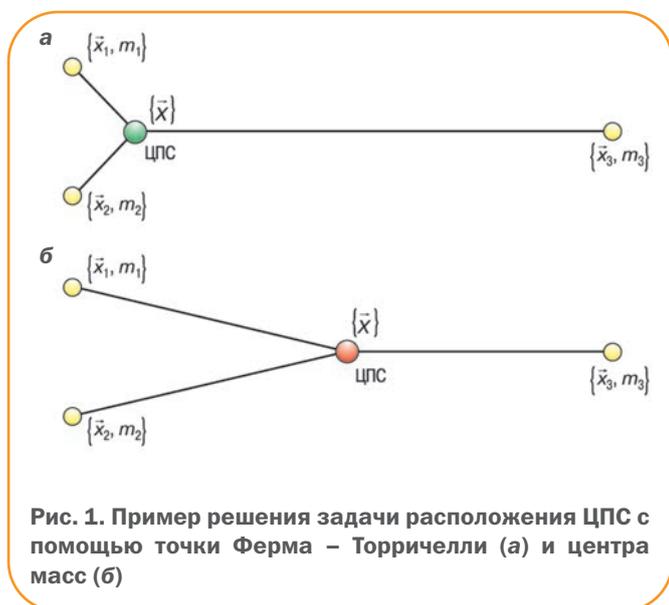


Рис. 1. Пример решения задачи расположения ЦПС с помощью точки Ферма – Торричелли (а) и центра масс (б)

При поиске оптимального расположения ЦПС следует учитывать пункт сдачи в качестве одной из исходных точек с весом, численно равным суммарной добыче по месторождениям рассматриваемой группы. Тогда исключается вариант, при котором математическое решение будет предлагать перекачивать подготовленную продукцию всего актива на неоправданно большое расстояние.

## Построение схемы коридоров коммуникаций

Третьим и заключительным этапом создания «идеальной» математической модели оптимальной системы сбора является построение схемы коридоров коммуникаций между месторождениями группы, ЦПС и пунктом сдачи. Эта задача решается аналогично математической задаче Штейнера [3]. В результате получается принципиальная схема системы сбора и транспорта продукции месторождений минимальной суммарной протяженности, которая является отправной точкой для решения задачи в исходной постановке: определение оптимальной схемы коридоров коммуникаций без учета накопленных знаний об активе.

Математическое решение на плоскости сравнивается экспертом с существующей системой сбора, и делаются выводы об оптимальности действующих коммуникаций. В случае значительных расхождений проводится более глубокий анализ на предмет наличия реинжинирингового потенциала. Аналогично работе [5], посвященной выбору оптимальных газораспределительных сетей, применение экспертного подхода сравнения «идеального» математического решения с действующими коммуникациями является единственным возможным из-за большого числа параметров управления, влияющих на возможность и целесообразность реализации реинжиниринговых мероприятий.

Все расчеты в рамках апробации разработанной методики выполнены с помощью программного инструмента [6], созданного и используемого в ООО «СамараНИПИнефть» направлением концептуального проектирования.

В рамках данного исследования для автоматического построения схемы коридоров коммуникаций применяется математическая аналогия с задачей Штейнера на плоскости. Однако следует отметить, что в случае использования алгоритма, учитывающего неравномерное распределение стоимости прокладки коридора (рельеф, охранные зоны), принципиально схема не меняется, и все выводы остаются справедливыми. Кроме того, авторы данного исследования ограничились методикой для плоскости, основываясь на выбранной детализации до месторождений. При рассмотрении модели в разрезе скважин или кустов рекомендуется применять другие алгоритмы, учитывающие вариацию стоимости в зависимости от траектории. Например, можно использовать методику, описанную в работе [7].

### Апробация методики

Предлагаемая методика апробирована для Южной группы месторождений АО «Самаранефтегаз» (ЮГМ), насчитывающей более тысячи действующих скважин, несколько тысяч километров трубопроводов и несколько десятков объектов предварительной подготовки нефти.

В настоящее время вся продукция месторождений ЮГМ по системам нефтепроводов транспортируется в два пункта сбора: на установку подготовки нефти (УПН) Покровская со сдачей товарной продукции через систему измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) № 262 в систему магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» и на нефте-сборный пункт (НСП) Нефтегорский со сдачей товарной продукции через СИКН № 234 в систему магистральных нефтепроводов АК «Транснефть».

Анализ оптимальности выбора существующих точек сдачи с помощью описанного выше алгоритма подтвердил правильность существующей логистической схемы сбора продукции с месторождений. Согласно математической модели на СИКН № 249 должна поступать продукция Покровского и Гражданского месторождений (далее Покровская группа), продукция остальных 60 месторождений (далее Кулешовская группа) – на СИКН № 234. Именно такая схема и реализована в настоящее время на ЮГМ.

Решение задачи эффективного расположения ЦСП с учетом 20-летней перспективы показало, что существующий сборный пункт Покровской группы месторождений – УПН Покровская – расположен в оптимальной точке. Согласно математической модели оптимальный центр сбора продукции скважин Кулешовской группы месторождений – установка предварительного сброса воды (УПСВ) Бариновская, расположенная на Бариновско-Лебяжинском месторождении в 40 км от НСП Нефтегорский.

Проложенные в результате решения задачи Штейнера оптимальные коридоры коммуникаций для месторождений ЮГМ на 60 % согласуются с существующими трассами трубопроводов. Основные направления имеющихся напорных трубопроводов подтверждаются математическим алгоритмом. Потенциал сокращения протя-

женности трубопроводов связан с неоптимальным фактическим расположением центра сбора и прокладкой трубопроводов вдоль существующих коммуникаций (дорог, ЛЭП и др.) с учетом топографии местности и расположения УПСВ и дожимных насосных станций.

На рис. 2 показано сопоставление существующих коридоров коммуникаций с оптимальными, проложенными согласно модели оптимизации.

Согласно решению задачи оптимизации продукцию Грековского направления необходимо транспортировать на Бариновско-Лебяжинское месторождение с подключением к трубопроводу всех попутных потоков и отказаться от существующего трубопровода от Грековского месторождения до НСП Нефтегорский, что позволит сократить протяженность трубопровода на 33,8 км.

С помощью математического алгоритма выявлены месторождения (Аглосское, Колыванское, Гражданское, Курско-Кулагинское и др.), подсоединить которые к единой системе сбора можно, используя более короткий путь. Однако такому решению часто препятствуют расположенные на территории природоохранные и санитарные зоны.

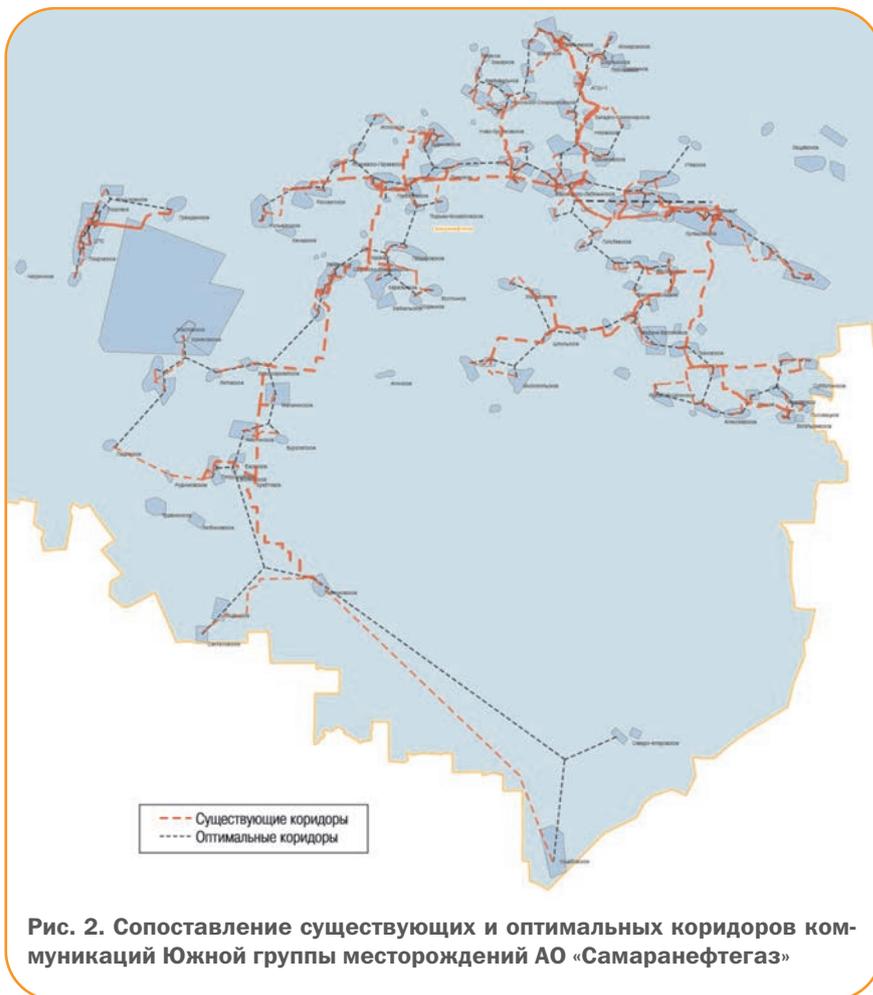


Рис. 2. Сопоставление существующих и оптимальных коридоров коммуникаций Южной группы месторождений АО «Самаранефтегаз»

В данном случае протяженность трубопроводов уменьшится на 32,1 км.

Аналогичная ситуация складывается и с месторождениями (Софинско-Дзержинское, Тверское, Горбатовское, Бариновско-Лебяжинское, Утевское и др.), продукция которых транспортируется на существующие УПСВ. За счет оптимального расположения объектов подготовки можно значительно (на 444,6 км) сократить протяженность трубопроводов.

Представленный математический алгоритм позволил выявить реинжиниринговый потенциал, возможность реализации которого необходимо проверить на следующем этапе на основании детальной технологической и экономической оценки предлагаемых мероприятий. В случае необходимости значительных капитальных вложений рекомендуется включить выявленный потенциал в реестр мероприятий для учета по мере реконструкции/замены существующих трубопроводов с позиций строительства их в более эффективном коридоре с учетом представленной схемы оптимизации.

Также использование данного алгоритма будет эффективно на этапе обустройства новых регионов или подключения новых участков на зрелых активах, так как он позволит определить оптимальную схему обустройства и существенно сократить капитальные вложения в наземную инфраструктуру.

## Выводы

1. В рамках подготовки программы реинжиниринговых мероприятий рассмотрен вопрос оптимальности действующих коммуникаций в разрезе целого региона.

2. Разработана методика построения оптимальной схемы транспорта нефти (группирование месторождений по пунктам сдачи, размещение ЦПС, построение схемы коридоров коммуникаций).

3. Выполнена апробация предложенной методики в рамках подготовки программы реинжиниринговых мероприятий для Южной группы месторождений АО «Самаранефтегаз», выявлен потенциал по сокращению протяженности трубопроводов почти на 500 км.

4. В перспективе планируются дальнейшее применение разработанной методики на других активах, а также детализация разработанного решения, в том числе для учета неравномерного распределения стоимости строительства коридоров коммуникаций в зависимости от рельефа и охранных территорий.

## Список литературы

1. Цыкин И.В., Завьялов О.В., Соловей Н.С. Унификация работ по реинжинирингу инфраструктуры зрелых месторождений // Трубопроводный транспорт. – 2011. – № 5 (27). – С. 4–6.
2. *Re-Engineering Tank Farms* / Wilfredo A. Rodriguez, Johnny Colina, Leonardo Montero [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October 1997, Abu Texas, USA, SPE-38818.
3. Иванов А.О., Тужилин А.А. Задача Штейнера на плоскости или плоские минимальные сети // Матем. сб. – 1991. – Т. 182. – № 12. – С. 1813–1844.
4. Martini H. *Ferma-Torricelli problem* // Encyclopedia of Mathematics. Supplement III. Kluwer Academic Publishers. – 2001. – pp. 149–151.
5. Унанян Л.А., Унанян К.Л., Папян С.С. Выбор оптимальных газораспределительных сетей // Трубопроводный транспорт. – 2011. – № 5 (27). – С. 30–31.
6. Смыслов В.А., Ломовских С.В. Программный комплекс для решения задач интегрированного проектирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 1. – С. 36–40.
7. Метод автоматического формирования оптимальной схемы инфраструктуры поверхностного обустройства / Р.Р. Ильясов, Л.А. Свечников, М.Р. Каримов [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 36–39.

## References

1. Tsykin I.V., Zav'yalov O.V., Solovey N.S., *Truboprovodnyy transport*, 2011, no. 5 (27), pp. 4–6.
2. Rodriguez W.A., Colina J., Montero L. et al., *Re-Engineering tank farms*, SPE 38818.
3. Ivanov A.O., Tuzhilin A.A., *Mathematics of the USSR-Sbornik*, 1993, V. 74 (2), pp. 555–582.
4. Martini H. *Ferma-Torricelli problem*, Encyclopedia of Mathematics, Supplement III, Kluwer Academic Publishers, 2001, pp. 149–151.
5. Unanyan L.A., Unanyan K.L., Papyan S.S., *Truboprovodnyy transport*, 2011, no. 5 (27), pp. 30–31.
6. Smyslov V.A., Lomovskikh S.V., *Nauchno-tekhnicheskij vestnik* ОАО «НК «Rosneft», 2013, no. 1, pp. 36–40.
7. Il'yasov R.R., Svechnikov L.A., Karimov M.R., Kravets M.Z., Solodov A.N., Porolo I.O., *Nauchno-tekhnicheskij vestnik* ОАО «НК «Rosneft», 2014, no 2, pp. 36–39.

# Опыт крупномасштабных испытаний прочности ледяных полей на изгиб в Карском море и море Лаптевых

К.А. Корнишин, В.А. Павлов, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»),  
В.Н. Смирнов, д.ф-м.н., А.А. Ньюбом (ФГБУ «АНИИ»),  
Я.О. Ефимов (ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых технологий»)

**Ключевые слова:** морской лед, методика экспериментов, гравитационные волны, деформации и напряжения при изгибе, сравнение с образцами

**Key words:** sea ice, experimental methods, gravity waves, deformations and stresses during bending, comparison with samples

**Адрес для связи:** smirnov@aari.ru

## Введение

Физика и механика морского льда, его геометрические размеры и динамика являются основными факторами, которые используются при решении научных и прикладных задач при освоении месторождений арктического шельфа. Традиционно физико-механические свойства льда изучаются на кервах, выбуренных из ровных ледяных полей, торосов или айсбергов. Однако в связи с масштабным эффектом такое изучение прочности льда не отражает специфики механики разрушения ледяных образований в натуральных условиях при взаимодействии с инженерными сооружениями.

Предпринимаются попытки изучения прочности морского льда на основе рассмотрения его не только как материала и конструкции, но и как крупномасштабной дискретной среды. Такой подход основан на тесно связанных научных задачах: механической, отражающей напряженное состояние ледяного покрова; геометрической, обусловленной деформациями ледяных полей при сжатии и торошении; физической, отражающей физико-механические процессы, происходящие под действием как внешних, так и внутренних сил.

В обобщающих работах по зависимости давления на сооружение от площади контакта показано, что чем масштабнее система лед – сооружение, тем меньше давление/прочность морского льда, взаимодействующего с сооружением [1]. При самых больших масштабах прочность льда может быть на три порядка меньше прочности малых образцов льда. В натуральных условиях при изучении форм механики разрушения льда около сооружения (причала, айсберга, острова) давление/прочность льда могут оце-

ниваться в реальных условиях взаимодействия [2]. Следы такого взаимодействия льдов прослеживаются в Карском море при торошении дрейфующих льдов с айсбергами.

Одна из главных задач при определении прочности льда – организация инструментального мониторинга механики взаимодействия с одновременным измерением динамических параметров, накопление статистических данных о силах взаимодействия при больших масштабах в системе лед – ледокол. На сахалинском шельфе крупномасштабные испытания прочности льда проводились при прямом измерении действующих сил, разрушающих большие объемы льда [3].

Результаты испытаний прочности льда с использованием скважинного зонда-индентора при сложном силовом воздействии на ровный или торосистый лед отражают особенности деформирования и разрушения локального объема льда в естественных условиях, что позволяет разрабатывать теоретические модели механики разрушения льда. Проведение данных испытаний связано с критическим отношением к традиционным методам определения прочности на образцах льда. Критерий разрушения образца льда не отражает специфику механики разрушения ледяных образований в натуральных условиях при взаимодействии с сооружениями. Метод определения прочности льда с помощью скважинного зонда-индентора позволяет определить энергетические критерии прочности льда в реальных условиях. Такая работа должна проводиться в том числе с целью включения соответствующего раздела в российские нормативные и регулирующие документы.

К крупномасштабным испытаниям прочности льда на изгиб относятся эксперименты по разлому ледяной балки/консоли на плаву. Однако прочность при изгибе ледяных консолей рассчитывается без учета анизотропии льда по толщине. Ограниченные размеры консоли по сравнению с ледяным полем требуют проведения статистически значимого числа испытаний. В настоящее время разрабатывается метод определения деформационных и прочностных характеристик ледяного покрова при изгибе естественного ледяного поля при воздействии на него свободной гравитационной волной, возбуждаемой ледоколом.

## Результаты работы

Во время экспедиции «Кара Зима-2015» для определения характеристик прочности полей ровного льда при изгибе были проведены крупномасштабные эксперименты по разрушению льда ледоколом и созданию в ледяном поле свободной гравитационной волны, вызывающей изгибные деформации и напряжения в ледяной пластине. При выполнении экспериментов использовались следующие измерительная техника и оборудование (рис. 2):

- наклономер ЦНД-СМ для измерения наклонов по двум взаимно ортогональным направлениям (X, Y); диапазон измерений углов наклона  $\pm 0,00116$  рад;
- ледовый кольцевой деформометр (максимальная чувствительность к относительным деформациям  $10^{-6}/\text{мВ}$ );
- трехкомпонентные сейсмометры/вело-симетры СМЕ-4311 (частотный диапазон колебательных процессов 0,01–60 Гц);
- трехкомпонентный акселерометр Bell Howell 4-202 для измерения статических или динамических ускорений судна, устанавливаемый на форштевне ледокола.

На ровный ледяной покров в двух точках по ходу движения судна устанавливались сейсмометры, кольцевой деформометр и наклономер (рис. 1, 2). Перед экспериментами по маршруту движения ледокола определяли толщину и физические свойства льда: толщина льда изменялась от 61 до 68 см; толщина снега достигала 22 см; средняя температура верхней поверхности льда составляла  $-6,8$  °С; соленость и средняя плотность льда – соответственно 5,77 ‰ и  $939 \text{ кг/м}^3$ .

Дополнительные измерения с помощью скважинного зонда-индентора показали, что локальная прочность ровного льда распределяется по площади ледяного по-



Рис. 1. Общий вид участка ледяного поля при проведении крупномасштабного эксперимента с ледоколом «Ямал» (Карское море, ледовая станция, 23.05.15 г.)

крова неоднородно и может существенно различаться даже на небольших интервалах. На рис. 3 показана пространственная неоднородность средней локальной прочности на пути ледокола при проведении эксперимента: на ровном припайном льду почти по всей длине маршрута локальная прочность льда на сжатие изменялась в пределах 19–20 МПа.

На рис. 4 представлены записи цугов изгибно-гравитационных волн при движении ледокола по схеме одиночный разлом – движение – остановка и цугов одиночной волны.

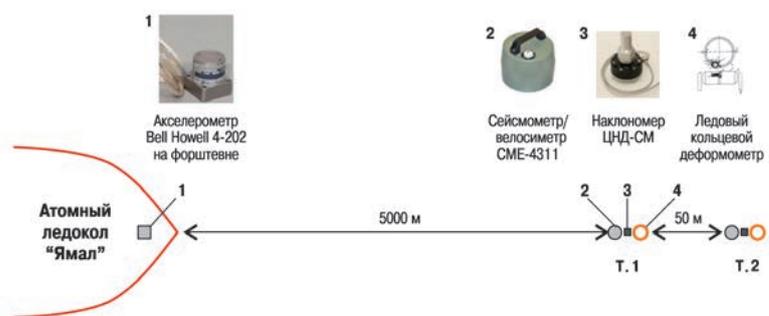


Рис. 2. Схема размещения приборов при проведении крупномасштабных экспериментов по разрушению льда (свободная гравитационная волна проходит расстояние до 1 км)

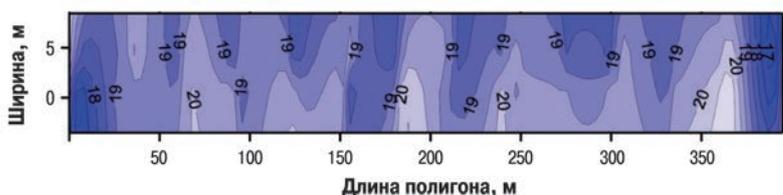


Рис. 3. Пространственная неоднородность средней локальной прочности (МПа) на маршруте ледокола (квадрат 5×5 м, расстояние между центрами квадратов 30 м)

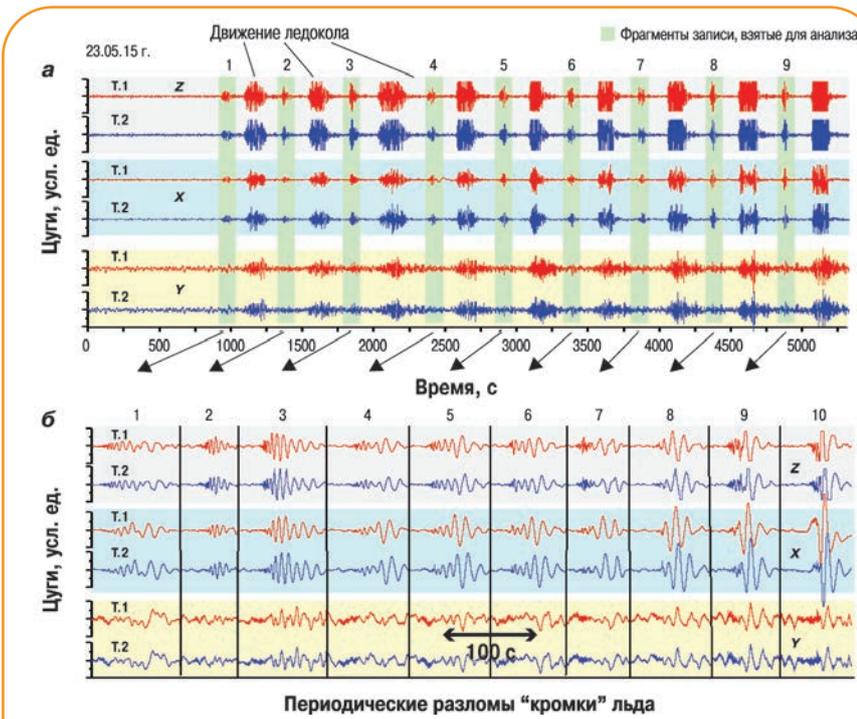


Рис. 4. Цуги изгибно-гравитационных волн в период движения ледокола по схеме разлом – перемещение – остановка (а) и волн при одиночном разломе льда (б)

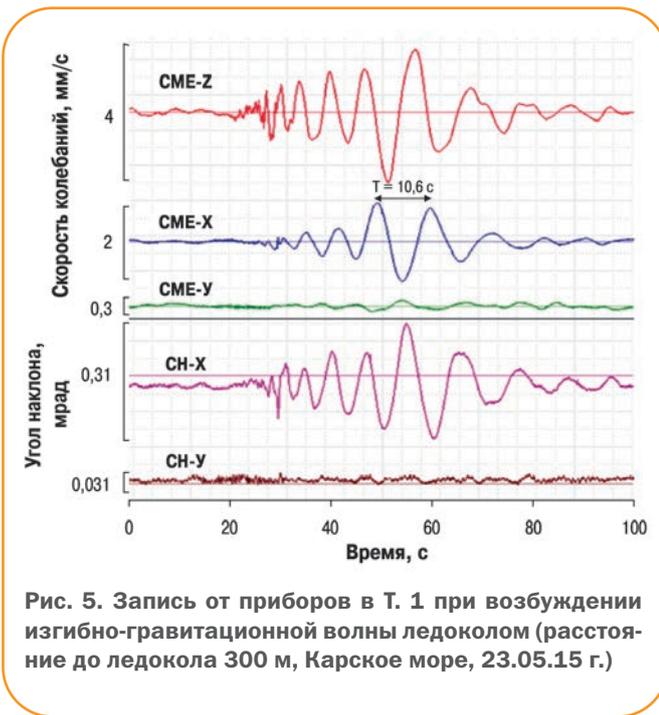


Рис. 5. Запись от приборов в Т. 1 при возбуждении изгибно-гравитационной волны ледоколом (расстояние до ледокола 300 м, Карское море, 23.05.15 г.)

Ледокол двигался в ледяном поле с остановками через каждые 20 м, создавая изгибно-гравитационную волну, которая распространялась на сотни метров от остановившегося после разлома ледокола. Горизонтальное ускорение движения ледокола при ломке льда достигало  $16 \text{ см/с}^2$ . В результате в двух точках ледяного поля регистрировались момент разрушения кромки льда изгибом, фазовая скорость, период и длина волны. По этим параметрам опреде-

лялись нормальные напряжения сжатия/растяжения в верхнем слое сечения ледяной пластины. При большой крутизне волны они вызывали сквозные трещины, параметры которой регистрировались сейсмометром, наклономером и деформометром.

На рис. 5 показана запись процесса деформирования ледяного поля волной при одиночном разломе. Получаемые параметры волновых процессов, сопровождаемых деформациями изгиба ледяного поля, дают возможность оценить разрушающие напряжения в сечении ледяной пластины.

### Оценка прочностных характеристик ледяного поля при изгибе

Механика деформирования и разрушения ледяных полей при крупномасштабных испытаниях прочности льда с помощью ледокола характеризуется модулями упругости и деформации, относительными деформациями и нормальными напряжениями в слое ледяного поля при изгибе. В данном случае модуль упругости  $E$  рассчитывался через дисперсионное соотношение между фазовой скоростью  $c$  и волновым числом  $k$  [4], определяемое по формуле

$$c = \left( \frac{Dk^4 + \rho_2 g}{\rho_1 h k^2 + \rho_2 k / \tanh(kH)} \right)^{1/2}, \quad (1)$$

где  $D$  – цилиндрическая жесткость ледяной пластины льда;  $\rho_1, \rho_2$  – плотность соответственно льда и морской воды;  $g$  – ускорение свободного падения;  $h$  – средняя толщина льда;  $H$  – средняя глубина моря.

Из формулы (1) получаем

$$D = \frac{c^2(\rho_1 h k^2 + \rho_2 k / \tanh(kH))}{k^4} - \rho_2 g / k^4.$$

Цилиндрическая жесткость связана с модулем упругости соотношением

$$D = Eh^3 / 12(1 - \mu^2), \quad (2)$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона.

Модуль упругости ледяного поля в условиях глубокой воды для критического значения периода свободных колебаний  $T$  определялся по формуле

$$E = \frac{12(1-\mu^2)\rho_1 g^4}{h^2} \left(\frac{T}{2\pi}\right)^6 \quad (3)$$

Максимальная амплитуда вертикального смещения

$$\text{в волне } z_0 = \frac{\varphi_0 \lambda}{2\pi} \quad (\varphi_0 - \text{максимальная амплитуда}$$

вертикального наклона в волне);  $\lambda$  – длина волны. Максимальные напряжения сжатия  $\sigma_x$  в верхнем слое льда во впадине волны или максимальные напряжения растяжения в верхнем слое льда на гребне определялись по формуле

$$\sigma_x = \varepsilon_x E = \frac{\pi h E}{\lambda(1-\mu^2)} \varphi_0 = \frac{h E k^2}{2} z_0, \quad (4)$$

где  $k = 2\pi/\lambda$  – волновое число;  $\varepsilon_x$  – относительная деформация в слое льда.

Параметры волновых процессов в крупномасштабном эксперименте 23.05.15 г. при средней толщине льда 0,65 м представлены в таблице.

$\Delta\phi$ , с	$T$ , с	$\lambda$ , м	$\varphi_0 \cdot 10^{-4}$ рад	$z_0$ , мм	$E$ , МПа	$\sigma_x$ кПа	$\varepsilon_x \cdot 10^{-5}$
3,20	11,5	180	6,46	18	3385	56,9	1,68
3,08	6,5	106	2,58	4	110	1,3	1,14
3,28	10,5	160	5,43	14	1961	31,1	1,59
3,55	10,4	147	4,20	10	1852	24,8	1,34
2,88	11,5	200	8,66	28	3385	68,7	2,03
3,20	12,3	192	2,30	7	5068	28,3	0,56
3,20	7,1	111	8,18	14	187	6,5	3,45
2,80	10,5	188	3,28	10	1961	16,0	0,82
3,00	9,5	158	10,4	26	1076	33,1	3,08
3,00	11,9	198	2,90	9	4156	28,5	0,69
2,80	8,55	153	10,7	26	572	18,7	3,27
2,25	12,2	271	2,44	11	4826	20,3	0,42
2,80	12,3	220	8,81	31	5068	95,2	1,88
2,45	11,3	231	4,47	16	3047	27,6	0,91
2,90	11,1	191	11,6	35	2737	77,7	2,84
2,52	10,8	214	5,34	18	2322	27,1	1,17
2,90	8,35	144	11,9	27	496	19,2	3,88
2,70	10,75	199	8,73	28	2246	46,1	2,05
2,90	7,35	127	12,7	25	228	10,7	4,68
2,90	9,9	171	9,46	26	1377	35,8	2,59

Примечание.  $\Delta\phi$  – сдвиг между волнами.

По данным экспериментов 15.05, 23.05, 01.06 и 06.06.15 при толщине льда 0,6–1,5 м среднее значение относительной деформации составило  $1,7 \cdot 10^{-5}$ , максимальное –  $8,4 \cdot 10^{-5}$ , минимальное –  $3,04 \cdot 10^{-6}$ .

Характеристикой прочности ледяного поля на изгиб считается индекс прочности льда, поскольку при изгибе в нем возникают деформации сжатия/растяжения в нижних и верхних слоях, а также сдвиг по слоям. Форма эпюры деформаций и напряжений изменяется

в зависимости от напряженно-деформированного состояния, зависящего от динамики развития деформаций и возникновения трещины. Эти положения легли в основу крупномасштабного метода испытаний прочности ледяного поля на изгиб.

В результате проведения четырех крупномасштабных экспериментов получены значения напряжений сжатия/растяжения в диапазоне 15–130 кПа. На рис. 6 показана сравнительная диаграмма изгибной прочности в зависимости от площади излома по сечению ледяной пластины при изгибе при трех видах испытаний.

Первый вид испытаний – оценка средних по толщине льда прочностей круглых пластин льда толщиной 1,7–2 см и диаметром 14 см. Как правило, круглые пластины разрушаются на 2–4 сектора. Поэтому площадь излома при данном виде испытаний составляет 24–56 см<sup>2</sup>. Второй вид – разрушение консольных балок на плаву. Площадь излома равняется произведению ширины консоли и толщины льда в месте разрушения. Третий вид испытаний – определение напряжений в ровном ледяном поле при его изломе ледоколом «Ямал» и возбуждения свободной гравитационной волны (крупномасштабный эксперимент). В этом случае площадь излома считалась как произведение ширины создаваемого ледоколом канала (примерно равна ширине ледокола) и толщины льда.

Испытания круглых пластин и консольных балок осуществлялись на ледяных полях участков, на которых проводился крупномасштабный эксперимент. Из рис. 6 видно, что прочность при изгибе – предельные напряжения при сжатии/растяжении слоя ледяного



Рис. 6. Прочность при изгибе морского льда по данным экспедиции «Кара Зима-2015»:

1, 2, 3 – соответственно первый, второй и третий (при проведении четырех крупномасштабных экспериментов на разных полях) виды испытаний

поля при изгибе – значительно меньше прочности образцов льда и ледяных консолей на изгиб.

Полученные при натуральных экспериментах данные можно использовать для определения нормальных напряжений сжатия/растяжения в слое ледяного поля при его деформировании изгибом с целью оценки прочности ледяного поля на изгиб. Средние напряжения сжатия/растяжения при изгибе ледяного поля волной достигали 50 кПа, т.е. были значительно меньше изгибной прочности ледяной консоли на плаву.

Можно ожидать, что при соответствующих экспериментах и вследствие масштабного эффекта крупномасштабная прочность ледяного поля на изгиб будет существенно меньше значений, принимаемых в настоящее время по нормативным документам. Подобный вывод предполагает получение в дальнейшем зависимости изгибной прочности от площади разрыва.

### Выводы и рекомендации

1. Испытана методика определения деформационных и прочностных характеристик морского льда при крупномасштабных экспериментах с использованием ледокола. Полученные данные по механике разрушения ровного льда являются первой попыткой изучения разрушающих напряжений во льду и сопоставления их с изгибной прочностью, полученной при традиционных испытаниях образцов и ледяных консолей.

2. На основе полученных данных о параметрах упругих и изгибно-гравитационных волн, толщине и плотности льда определены модули упругости ледяных полей.

3. Получены оценки нормальных напряжений сжатия/растяжения в верхнем слое ледяного поля при его деформировании и разрушении изгибом. Показано, что средние напряжения при изгибе ледяного поля гравитационной волной составили 50 кПа.

4. Предложены подходы к определению прочности ледяного поля на изгиб в естественных условиях, например, при воздействии ледяных полей на сооружение с наклонной стенкой.

5. Следует провести эксперименты по сравнению нормальных напряжений при изгибе ледяного поля с прочностью ледяных консолей на изгиб и оценить упруговязкие характеристики льда при образовании разлома ледяного поля при изгибе.

6. При крупномасштабных экспериментах следует также оценивать механику возникновения сквозных трещин в ледяном поле, определять их размеры,

проводить прямые измерения деформаций и напряжений вблизи трещин. С учетом масштабного эффекта крупномасштабная прочность ледяного поля на изгиб может оказаться существенно меньше принимаемой в настоящее время по нормативным документам.

7. Разработанный мониторинг параметров естественных процессов деформирования и разрушения ледяных полей рекомендуется применять при прогнозировании состояния дрейфующих и припайных льдов в реальном масштабе времени. Система раннего предупреждения возможных опасных ледовых явлений позволит уменьшить риск при выполнении работ в полярных экспедициях, повысить безопасность нахождения людей на льду, избежать потери оборудования и нарушения графика выполнения работ.

8. Проведение крупномасштабных экспериментов способствует оптимальному определению прочности ледяного покрова и позволяет повысить качество научно-технического обоснования проектных ледовых нагрузок на наклонные грани сооружения.

### Список литературы

1. Sanderson T.J.O. Ice Mechanics. Risk to offshore structures. – London: Grahamand Troutman, 1988.
2. Методическое пособие по изучению физико-механических характеристик ледяных образований как исходных данных для расчета ледовых нагрузок на берега, дно и морские сооружения / В.Н. Смирнов, А.И. Шушлебин, С.М. Ковалев, И.Б. Шейкин. – СПб.: ААНИИ, 2011. – 178 с.
3. Palmer A.C., Croasdale K. Arctic Offshore Engineering. – London: World Scientific, 2012. – 357 p.
4. Хейсин Д.Е. Динамика ледяного покрова. – Л.: Гидрометеиздат, 1967. – 215 с.

### References

1. Sanderson T.J.O., *Ice mechanics*, Risk to offshore structures, London: Grahamand Troutman, 1988.
2. Smirnov V.N., Shushlebin A.I., Kovalev S.M., Sheykin I.B., *Metodicheskoe posobie po izucheniyu fiziko-mekhanicheskikh kharakteristik ledyanых obrazovaniy kak iskhodnykh dannykh dlya rascheta ledovykh nagruzok na berega, dno i morskije sooruzheniya* (Toolkit for the study of physical and mechanical properties of ice formations like the original data for the calculation of ice loads on the shore, bottom and marine structures), St. Petersburg: AANII, 2011, 178 p.
3. Palmer A.C., Croasdale K., *Arctic offshore engineering*, London: World Scientific, 2012, 357 p.
4. Kheysin D.E., *Dinamika ledyanogo pokrova* (The dynamics of the ice cover), Leningrad: Gidrometeoizdat Publ., 1967, 215 p.

## Актуальные вопросы совершенствования нормативной документации для объектов нефтегазового комплекса

Д.Н. Запевалов, к.т.н., Ю.А. Маянц, к.т.н.,  
А.В. Елфимов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

**Ключевые слова:** техническое регулирование, стандартизация, объекты нефтегазового комплекса, технологическая инфраструктура  
**Key words:** technical regulating, standardization, Oil-and-Gas complex objects, technological infrastructure

**Адреса для связи:** D\_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru, Y\_Mayants@vniigaz.gazprom.ru, A\_Elfimov@vniigaz.gazprom.ru

### Введение

В связи с изменениями федерального законодательства [1, 2] и интенсификацией процессов нормативного обеспечения деятельности Таможенного союза, а в настоящее время – ЕврАзЭС [3] развитие систем технического регулирования и стандартизации в России за последние несколько лет существенно ускорилось. Интенсивность процессов пересмотра и разработки новых нормативных документов неизбежно сопровождается «болезнями роста», требующими оперативного поиска и реализации корректирующих мероприятий, обеспечения согласованного взаимодействия и сотрудничества всех заинтересованных сторон для гармонизации и регулирования вопросов стандартизации.

Одним из таких направлений является нормативное обеспечение регулирования деятельности субъектов естественных монополий в сфере энергетики и транспорта, что отражено в ст. 78 и 79 и Приложении № 20 Договора о Евразийском экономическом союзе [3]. При этом одна из ключевых задач – гармонизация национальных норм и правил функционирования технологической инфраструктуры общих рынков энергетических ресурсов. Это в полной мере относится к объектам нефтегазового комплекса (добыча, транспортировка, хранение и переработка углеводородного сырья и готовой продукции).

### Сводь правил и ГОСТ Р/ГОСТ: необходимость баланса

Формирование и развитие системы технического регулирования и нормативного обеспечения подобных технических объектов со сложной технологической инфраструктурой требует понимания особенностей функционирования и взаимосвязи всех эле-

ментов на всех стадиях жизненного цикла, в том числе на этапах проектирования и строительства. При этом взаимодействующими сторонами являются, с одной стороны, заказчики (потребители) продукции строительных и сервисных услуг, отвечающие за функционирование и развитие технологической инфраструктуры, с другой – проектные, строительные организации, производители и поставщики материалов, изделий и оборудования, с третьей – органы надзора и контроля.

Очевидно, что для нефтегазового комплекса определять требования к объектам технологической инфраструктуры должны нефтегазовые компании, обладающие опытом и пониманием процессов и факторов риска в течение всего жизненного цикла объектов и несущие за них ответственность в течение всего срока службы. Однако такая позиция оспаривается представителями стройиндустрии, так как они вовлечены в процессы строительства и ремонта нефтегазовых объектов и стремятся отразить интересы строительного комплекса в нормативной документации. Это выражено в заочном оппонировании и частичном дублировании функций и направлений деятельности технических комитетов (ТК):

– ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность» (секретариат на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в составе подкомитетов (ПК): ПК 4 «Газораспределение и газопотребление», ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов», ПК 8 «Магистральный трубопроводный транспорт газа», ПК 10 «Строительство и капитальный ремонт объектов нефтяной и газовой промышленности»);

– ТК 465 «Строительство» (секретариат на базе ФАУ «ФЦС», в состав входят ПК 13 «Магистральные и промысловые трубопроводы, хранилища нефти и газа», ПК 16 «Газоснабжение и газораспределение»).

ТК 465 при поддержке Федерального центра нормирования при Минстрое России работает над формированием нормативных документов с учетом интересов строительного направления в форме Сводов Правил (СП). В то же время энергетические компании и соответственно ТК 23 в течение последних лет консолидируют усилия над созданием государственных и межгосударственных стандартов, которые, несмотря на тщательную и детальную проработку, по процедурным причинам не могут быть рассмотрены и введены в действие так же быстро, как своды правил.

Одной из причин этого является фактически размытая граница между назначением и содержанием документов типа СП и ГОСТ Р. Так, в сопоставлении терминологии для ГОСТ Р в гл. 1 ст. 2 Закона № 162-ФЗ [2] отводятся «правила и общие принципы в отношении объекта стандартизации», а для СП – «... правила и общие принципы в отношении процессов в целях обеспечения соблюдения требований технических регламентов». При этом согласно постановлению Правительства Российской Федерации о разработке СП [4] своды правил разрабатываются в случае отсутствия национальных стандартов применительно к отдельным требованиям технических регламентов или к объектам технического регулирования. Вместе с тем принципиальная разница в процедуре рассмотрения и согласования проектов документов, которые могут иметь одни и те же область действия и назначение, дает преимущество СП. Преимущества связаны с составом участников рассмотрения проектов документов, набором и порядком согласующих процедур и в итоге с более оперативными по сравнению с проектами ГОСТ Р сроками разработки и ввода в действие нормативных документов. В отличие от СП разработка ГОСТ и ГОСТ Р завершается процедурой открытого голосования в ТК, в процессе которой учитываются замечания и предложения всех участников обсуждения и достигается консенсус. В результате подтвержденным голосованием баланса интересов принимается решение о направлении стандартов на утверждение в Росстандарт.

С учетом различий в процедурах разработки СП и ГОСТ Р отраженный в проектах стандартов многолетний опыт нефтегазовых компаний может быть не учтен в СП, разработка которых началась позднее, а работа завершена в более короткие сроки из-за льготной процедуры рассмотрения и принятия по сравнению с ГОСТ Р /ГОСТ.

**Пример 1.** В качестве одного из примеров рассмотрим ситуацию с проектом ГОСТ Р «Приемка

участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции. Общие технические требования», разработка которого была практически завершена в 2014 г. [5]. Проект стандарта был подготовлен ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» (в соответствии с программой работ ТК 23) в 2014 г. с учетом требований нормативных правовых актов Российской Федерации, соответствующих соглашений, действующих в рамках ЕврАзЭС и Таможенного союза, а также ряда иных нормативных документов.

Стандарт должен был устанавливать требования к организации и осуществлению процедуры приемки участков магистральных трубопроводов после строительства, реконструкции и ремонта с учетом современных норм федерального законодательства. В полностью согласованном ТК 23 проекте ГОСТ Р учтены и обобщены требования основных российских нефтегазовых компаний, осуществляющих приемку и эксплуатацию магистральных трубопроводов, предназначенных для транспортировки газообразных и жидких углеводородов (ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ООО «ЛУКОЙЛ», ОАО АК «Транснефть»), а также СРО (НП «СРО ОСГиНК», СРО НП «НГС») и входящих в них строительных организаций. Общий срок разработки и согласования проекта ГОСТ Р до направления в адрес Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) превысил два года, но ГОСТ Р до сих пор не подготовлен к изданию. В то же время полный цикл разработки, согласования СП, включая подготовку к изданию, регистрацию и ввод в действие (СП 245.1325800 [6]), составил менее двух лет и может быть еще меньше. При подготовке указанного СП были учтены положения разработанного ранее проекта ГОСТ Р «Приемка участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции. Общие технические требования». При этом СП был введен в действие в 2015 г., а готовый проект ГОСТ Р до сих пор не издан.

В 2015 г. ТК 465 была инициирована разработка ряда СП (уже находятся в стадии обсуждения), предусматривающих формирование положений, соответствующих разделам уже разработанного вышеуказанного проекта ГОСТ Р:

- СП «Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Организация строительного производства» (проект);
- СП «Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Исполнительная документация при строительстве. Формы и требования к ведению и оформлению».

Разделы и положения, относящиеся к процедурам строительного контроля и приемки и формам исполнительной документации в упомянутых проектах СП, существенно отличаются от положений проекта ГОСТ Р «Приемка участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции. Общие технические требования». При этом представленные к обсуждению первые редакции обоих СП содержат в качестве нормативных ссылок преимущественно своды правил (не ГОСТ Р и не ГОСТ).

Анализ разрабатываемых и перерабатываемых СП показывает, что их разработка выполняется на основе ранее действовавших ведомственных строительных норм (ВСН) и СНиП объединениями строителей, строительными организациями или отдельными группами специалистов. Такой формат разработки позволяет заказчикам документов закладывать в документы субъективные интересы, при этом непрозрачная процедура утверждения СП не позволяет организациям – объектам строительной деятельности – влиять на формулировку итоговых положений, что приводит к серьезным последствиям при проектировании, сооружении и последующей эксплуатации магистральных трубопроводов. В то же время новые технические решения в конкретных областях производственной деятельности определяются в первую очередь техникой и технологиями основного процесса, а не возможностями и желаниями строительных компаний, а современный уровень развития и наработанный компаниями нефтегазового сектора опыт отражаются в стандартах организаций, и далее в ГОСТ Р и межгосударственных стандартах.

подавляющая часть этих стандартов разрабатывается на основе требований и положений нормативных документов ведущих организаций нефтегазового комплекса, таких как ПАО «Газпром», ОАО АК «Транснефть», ОАО «НК «Роснефть», апробированных и актуализируемых в их производственной деятельности, и подкреплена результатами научно-исследовательских работ. В то же время проекты СП, подготавливаемые по указанным выше схемам, зачастую отражают только интересы разработчиков, а предложения и замечания нефтегазовых компаний остаются без внимания.

**Пример 2.** В качестве еще одного примера приведем ситуацию с СП 86.13330.2014 (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)), утвержденным приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 18 февраля 2014 г. N 61/пр. Разработка данного документа выпол-

нена СРО НП «НГС», АО ВНИИСТ, ЗАО НПВО «НГС-Оргпроектэкономика». Интересен тот факт, что СП 86.13330.2014 может считаться адекватной заменой СП 86.13330.2012 даже по области применения. В то же время, если СП от 2012 г. действительно представлял собой актуализацию СНиП III-42-80\* и распространялся на строительство новых и реконструкцию действующих магистральных трубопроводов и ответвлений от них номинальным диаметром до 1400 мм (включительно) с избыточным давлением среды для транспортирования не более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>), то СП от 2014 г. устанавливает основные требования к производству и приемке строительного-монтажных работ при строительстве и реконструкции только линейной части магистральных трубопроводов.

Документ включен в перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [7]. В результате вне нормативного поля оказались трубопроводы для транспортирования товарной продукции в пределах головных и промежуточных газокompresсорных и нефтеперекачивающих насосных станций, станций подземного хранения газа, газораспределительных станций, замерных пунктов.

Этот факт вызывает недоумение у профильных специалистов компаний нефтегазового сектора и проектировщиков и пока не до конца осознан специалистами, занимающимися экспертизой, в том числе государственной, проектов строительства магистральных трубопроводов.

Следует также отметить, что замечания и предложения по корректировке проекта СП, сформированные организациями группы компаний «Газпром», практически полностью проигнорированы. В документе не учтены (и не могли быть учтены) на должном уровне вопросы контроля качества и другие аспекты, непосредственно влияющие на безопасность ввода в эксплуатацию, а также начального периода эксплуатации трубопроводов. Эксплуатационные затраты на техническое обслуживание, техническую диагностику и капитальный ремонт в данном СП не учтены вовсе.

## Требует внимания

В развитие ситуации под эгидой изменений к техническому регламенту «О безопасности зданий и сооружений», без какого-либо внятного обоснования разработчики проекта СП «Система нормативных документов в строительстве. Основные положения»

(изменения технического регламента «О безопасности зданий и сооружений») в рамках направления деятельности ТК 465 предложили ввести новую форму документов – «строительные нормы», которые позиционируются как документ обязательного применения и согласно указанному проекту СП должны содержать требования к эксплуатационным характеристикам зданий и сооружений, их комплексов и территорий застройки, помещений, строительных конструкций, систем инженерного обеспечения в соответствии с функциональным назначением этих объектов.

Это же предложение изложено в проходящем публичное обсуждение проекте Технического Регламента ЕврАзЭС «О безопасности зданий и сооружений, строительных материалов и изделий», который устанавливает требования к разработке строительных норм и правил рабочей группой представителей национальных органов исполнительной власти государств – членов Евразийского экономического союза, осуществляющих в государствах функции разработки и реализации государственной политики в области строительства.

Такие предложения, не соответствующие отраженным в законах [1, 2] положениям национального законодательства в области технического регулирования, нельзя рассматривать без серьезного и тщательного публичного обсуждения всех заинтересованных сторон.

## Заклучение

Для обеспечения баланса интересов участников технического регулирования, формирования и отражения консолидированной позиции нефтегазовых компаний необходимы активизация и координация их деятельности в области разработки национальных и межгосударственных нормативных документов по следующим направлениям:

- комплексный и системный анализ разрабатываемых и перерабатываемых в рамках национальной системы стандартизации нормативных документов, направленных на техническое регулирование объектов нефтегазовой инфраструктуры, для выявления «узких мест» и устранения противоречий между разрабатываемыми документами;

- инициирование разработки на площадке ТК 23 не только проектов ГОСТ Р/ межгосударственных ГОСТ, но и иных документов (предварительных национальных стандартов, сводов правил, информационно-технических справочников), направленных на норматив-

ное обеспечение деятельности предприятий нефтегазового комплекса на всех стадиях жизненного цикла объектов технологической инфраструктуры.

## Список литературы

1. *Федеральный закон Российской Федерации от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».*
2. *Федеральный закон Российской Федерации от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».*
3. *Договор о Евразийском экономическом союзе (Подписан в г. Астане 29.05.2014)*
4. *Постановление Правительства РФ от 19 ноября 2008 г. № 858 «О порядке разработки и утверждения сводов правил».*
5. *Приемка магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции как инструмент обеспечения надежности их функционирования / Д.Н. Запелов, М.А. Петровский, Ю.А. Маянц, А.В. Елфимов // Вести газовой науки. – 2014. – № 1(17). – С. 85-87.*
6. *СП 245.1325800.2015. Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ.*
7. *Технический регламент о безопасности зданий и сооружений, утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 26 декабря 2014 г. № 1521.*

## References

1. Federal Law of the Russian Federation of 27 December 2002 no. 184-FZ “*O tekhnicheskoy regulirovaniy*” (On technical regulation).
2. Federal Law of the Russian Federation of 29 June 2015 no. 162-FZ “*O standartizatsii v Rossiyskoy Federatsii*” (On Standardization in the Russian Federation).
3. *Dogovor o Evraziyskom ekonomicheskom soyuze* (Treaty on the Eurasian Economic Union): signed in Astana 29.05.2014.
4. RF Government Resolution of 19 November 2008 no. 858 “*O poryadke razrabotki i utverzhdeniya svodov pravil*” (On the procedure for developing and approving codes of practice).
5. Zapevalov D.N., Petrovskiy M.A., Mayants Yu.A., Elfimov A.V., *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 2014, no. 1(17), pp. 85–87.
6. SP 245.1325800.2015. *Zashchita ot korrozii lineynykh ob'ektov i sooruzheniy v neftegazovom komplekse. Pravila proizvodstva i priemki rabot* (Protection against corrosion of linear objects and structures in the oil and gas sector. Rules of production and acceptance of work).
7. *Tekhnicheskiiy reglament o bezopasnosti zdaniy i sooruzheniy* (Technical regulation on safety of buildings and structures), approved by the Russian Federation of 26 December 2014 Decree of the Government no. 1521.

Мониторинг разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения

**Д.А. Анурьев, А.В. Гладков, Н.А. Игнатьев, А.А. Чупров (ООО «ТНЦ»), Р.А. Мусин, В.А. Баянов (ПАО «ВЧНГ»)**

Описан текущий подход к мониторингу разработки Верхнечонского месторождения, основанный на контроле энергетического состояния залежи. Рассмотрена методика оценки эффективности системы поддержания пластового давления, включающая анализ базовой добычи и периодическое построение карт изобар и компенсации. Проведена оценка дополнительной добычи за счет реализации мероприятий. Рекомендовано перераспределение закачки по месторождению.

Monitoring the development of the Verkhnechonskoye field

**D.A. Anuryev, A.V. Gladkov, N.A. Ignatev, A.A. Chuprov (TNNC LLC, RF, Tyumen), R.A. Musin, V.A. Bayanov (Verkhnechonskneftegas PJSC, RF, Irkutsk)**

Current approach to monitoring the development of the Verkhnechonskoye field based on the control of energy state of the reservoir is described. The implemented method of evaluating the effectiveness of reservoir pressure maintenance system is based on the analysis of production from all wells put into operation before the beginning of the year and the periodically created isobar maps and compensation maps. Following the analysis, it is recommended to redistribute the existing water injection throughout the reservoir. Additional production is estimated resulting from the proposed measures.

Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей

**Т.В. Арутюнов (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»),**

**О.В. Савенок (Кубанский гос. технологический университет)**

Представлены результаты экспериментальных исследований способности глинисто-кремнистых образцов пород создавать новые поверхности. Разработан параметр, характеризующий способность создания новых поверхностей породы. Показано, что характер деформационного поведения глинисто-кремнистых сланцевых пород в значительной степени зависит от их влагосодержания. Установлено, что способность глинисто-кремнистых пород создавать новые поверхности коррелирует с долей коллоидной компоненты.

Experimental studies of the clay-siliceous shale sorts in terms of the ability to create new surfaces

**T.V. Arutyunov (NK Rosneft – NTC LLC, RF, Krasnodar),**

**O.V. Savenok (Kuban State Technological University, RF, Krasnodar)**

The paper presents experimental research on capacity clay-siliceous rock samples to create new surfaces. A parameter is designed for characterizing the ability to create new rock surfaces. On the basis of experimental studies it is shown that the nature of the deformation behavior of clay-siliceous shale largely depends on the water content of rocks. It is found that the ability of the clay-siliceous rock samples to create new surfaces correlates with the proportion of colloidal components.

Первый опыт применения плунжерных насосов с погружным линейным электрическим приводом в ОАО «НК «Роснефть»

**Р.И. Бакиров, М.С. Попов, С.М. Бердин (АО «РН-Няганьнефтегаз»)**

Оценена возможность повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин путем внедрения инновационного оборудования, ранее не применявшегося на месторождениях ОАО «НК «Роснефть». Рассмотрены результаты испытания двух комплектов плунжерных насосов с погружным линейным электродвигателем. Выполнен сравнительный анализ основных параметров эксплуатации скважин плунжерными насосами с погружным линейным электродвигателем и применяемых способов добычи на месторождениях АО «Няганьнефтегаз». На основании первых результатов эксплуатации нового оборудования оценена его экономическая эффективность и определена область его возможного применения.

First experience in application of plunger pump with downhole linear electrical drive in Rosneft Oil Company

**R.I. Bakirov, M.S. Popov, S.M. Berdin (RN-Nyaganneftegas JSC, RF, Nyagan)**

The work objective is the assessment of capabilities for artificial lift efficiency enhancement by implementation of innovative equipment not used at Oil Company Rosneft fields before. There was tested two sets of plunger pumps with downhole linear electrical drive to find the technology of enhancement of low-rate well operation efficiency. The article gives the comparative analysis of basic parameters of wells operated with plunger pumps with downhole linear electrical drive and lift methods applied at RN-Nyaganneftegas fields. Based on the first results of the new equipment operation there was run its economics efficiency and defined the field of possible application.

Перспективы использования информации с горизонтальных скважин в корпоративных инструментах геологического моделирования

**А.В. Гагарин, Р.К. Газизов, Н.О. Новиков (ООО «РН-Уфанипнефть»),**

**К.В. Кудашов, В.П. Филимонов (ОАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены возможности использования данных, полученных при исследовании горизонтальных скважин с использованием модулей геологического моделирования, разработанных в ООО «РН-Уфанипнефть». Показано, что использование таких данных может существенно повысить качество геологических моделей, однако требуется доработка существующих модулей. В частности, необходима разработка алгоритмов, использующих оперативные данные, получаемые при бурении горизонтальных скважин.

Future usage of information from horizontal wells in Corporate geological modeling tools

**A.V. Gagarin, R.K. Gazizov, N.O. Novikov (RN-Ufanipneft LLC, RF, Ufa),**

**K.V. Kudashov, V.P. Filimonov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

The paper discovers possibilities of using data from horizontal wells in geological modeling tools developed in RN-Ufanipneft. It is shown that using such kind of information can greatly increase the quality of geological models if existing tools will be enhanced to accept it. In particular, algorithms that use logging and measurements while drilling (LWD and MWD data) for building geological models should be developed.

Повышение достоверности экономических оценок мероприятий по оптимизации сооружений при наземном обустройстве нефтяных одиночных скважин

**Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов (ОАО «Самаранефтегаз»),**

**А.В. Гришагин, А.Н. Гуров (ООО «Самаранипнефть»),**

**А.А. Каверин, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены вопросы оценки экономической эффективности мероприятий по оптимизации сооружений объектов наземного обустройства нефтяных одиночных скважин с учетом уточняющих факторов, аппроксимирующих сценарные условия к реальной и фактической ситуации.

Improving the validity of economic evaluations of measures to optimize structures at ground oil single wells

**G.G. Gilayev, O.V. Gladunov (Samaraneftegas JSC, RF, Samara),**

**A.V. Grishagin, A.N. Gurov (Samaranipneft LLC, RF, Samara)**

The article is devoted to assessing the economic effects of measures to optimize structures for ground-based development of oil single wells with regard to clarifying the factors that approximate the scenarios to the real and actual situation.

Промышленное внедрение отечественного инновационного оборудования для подготовки нефти на промысле Самарской области

**Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов (ОАО «Самаранефтегаз»),**

**А.В. Гришагин, Т.И. Кологреева (ООО «Самаранипнефть»)**

Представлена краткая информация о проектировании и внедрении нового отечественного нефтегазового сепарационного оборудования УПН-3000 для подготовки нефти на объекте ОАО «Самаранефтегаз». Инновационный уровень предлагаемых решений предопределен термобарическими условиями существующего нефтепромысла.

Commercialization of Russian innovative equipment for the oil field of the Samara region

**G.G. Gilayev, O.V. Gladunov (Samaraneftegas JSC, RF, Samara),**

**A.V. Grishagin, T.I. Kologreeva (Samaranipneft LLC, RF, Samara)**

The article contains brief information about the design and implementation of the new domestic separation equipment UPN-3000 for oil treatment at the site of Samaraneftegas JSC. Innovation level of proposed solutions is predetermined by the thermobaric conditions of the existing oilfield.

Перспективы доразведки берриасских отложений нижнего мела Восточного Ставрополя

**А.Н. Елисеев (ПАО «Оренбургнефть»),**

**Д.А. Скуба, Д.В. Томашев, А.А. Чумичева, А.В. Савинов (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ)**

Рассмотрены существующие методы геофизических исследований скважин и их эффективность, перспективы (возможности, пути) доразведки берриасских отложений нижнего мела Восточного Ставрополя. В результате работы выделены перспектив-

Perspectives of supplementary exploration of Lower Cretaceous Berriass sediments in East Stavropol Territory

**A.N. Eliseev (Orenburgneft PJSC, RF, Orenburg),**

**D.A. Skuba, D.V. Tomashev, A.A. Chumicheva, A.V. Savinov**

**(NK Rosneft – NTC LLC, RF, Krasnodar)**

Existing well logging methods and its efficiency, perspectives of supplementary exploration of Lower Cretaceous Berriass sediments in East Stavropol Territory are considered in this

ные к испытанию в ряде скважин пласты берриасских отложений. Реализация предложенных геолого-технологических мероприятий обеспечит прирост добычи нефти, позволит уточнить геологическое строение и распространение продуктивного пласта в пределах изучаемой территории. Намечены пути совершенствования методов изучения берриасских отложений.

#### Актуальные вопросы совершенствования нормативной документации для объектов нефтегазового комплекса

**Д.Н. Запывалов, Ю.А. Маянц, А.В. Елфимов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)**

В настоящее время система технического регулирования в России интенсивно развивается и характеризуется «проблемами роста», влияющими на обеспечение баланса интересов участников нормативной деятельности. Рассмотрены проблемные вопросы формирования нормативных документов системы стандартизации для объектов нефтегазового комплекса. Обоснована необходимость публичного обсуждения и корректировки сложившейся ситуации.

#### Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы Н.П. Запывалов (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирский гос. университет)

С использованием широкого спектра методических приемов и результатов многолетних наблюдений обосновано применение реабилитационных циклов в процессе освоения нефтегазовых месторождений. Дана эмпирическая оценка критического порога устойчивого состояния флюидонасыщенной системы в процессе разработки месторождения, равного величине депрессии на пласт 5–8 МПа. Предложен и обоснован метод моделирования динамики состояний углеводородных месторождений с помощью эволюционного уравнения вида  $\partial p/\partial t = Z(p, a, t)$ . Предложен метод техногенного инициирования ускоренного процесса метасоматической доломитизации в карбонатных коллекторах, направленный на создание или обновление высокопродуктивных очагов на месторождении.

#### Тепловой режим работы скважинной насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов

**И.Г. Ключин (ОАО «НК «Роснефть»),  
К.Р. Уразаков, П.И. Сливка, Р.Р. Габдулов, Б.Х. Байбури (ООО «РН-Уфанипнефть»),  
Р.В. Усманов (Уфимский гос. нефтяной технический университет)**

В последние годы для одновременно-раздельной добычи нефти все больше используется комбинированные схемы с нижним расположением установок ЭЦН и верхним расположением установок СШН. В обеспечении надежности такой системы вопросы термодинамического режима приобретают особую актуальность. В статье приведены исследования, а также расчеты механизма изменения температурного режима плунжерной пары в составе скважинной насосной установки на базе ЭЦН СШН.

#### Опыт крупномасштабных испытаний прочности ледяных полей на изгиб в Карском море и море Лаптевых

**К.А. Корнишин, В.А. Павлов (ОАО «НК «Роснефть»),  
В.Н. Смирнов, А.А. Ньюбом (Арктический и антарктический НИИ),  
Я.О. Ефимов (ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых технологий»)**

Представлены предварительные результаты разработки и испытания крупномасштабного метода определения деформационных и прочностных характеристик морских ледяных полей в Арктике с использованием ледокола. Полученные данные по механике разрушения ровного льда позволяют определять разрушающие напряжения во льду и сопоставлять их с изгибной прочностью традиционных испытаний образцов и ледяных консолей. Показано, что эксперименты по крупномасштабной механике разрушения больших объемов льда способствуют оптимальному определению прочности ледяного покрова для уточнения научно-технического обоснования проектных ледовых нагрузок на наклонные грани гидротехнических сооружений.

#### Довыработка истощенных нефтяных коллекторов на примере Казанского и Медведевского нефтяных месторождений АО «Самаранефтегаз»

**Н.А. Останков, С.А. Козлов, Д.В. Кашаев, А.С. Нечаев, Г.Г. Гилаев (АО «Самаранефтегаз»),  
И.А. Дьячук, Е.В. Князева (ЗАО «СТЭМ»)**

Изложена концепция разработки истощенных нефтяных коллекторов. Выдвинута гипотеза о регенерации нефтяной залежи, предполагающая поэтапное реформирование существующей системы разработки. Предлагаемая концепция позволяет сократить энергозатраты на добычу остаточных запасов нефти, а следовательно, существенно снизить себестоимость добываемой продукции и увеличить коэффициент извлечения нефти без существенных капитальных затрат. На основе анализа геологического строения и текущего состояния разработки двух нефтяных месторождений предложены адресные программы геолого-технических мероприятий.

#### Оценка эффективности реализации технологии площадной циклической закачки пара при разработке месторождений высоковязких нефтей

**И.В. Сидоров (ОАО «НК «Роснефть»),  
О.В. Фоминых (Тюменский индустриальный университет),  
Н.Е. Ведерников (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»)**

Известные технологии разработки высоковязкой нефти не эффективны для слабосцементированных коллекторов, поэтому необходимы новые подходы. На примере месторождений высоковязкой нефти о. Сахалин была апробирована технология, сочетающая гидродинамическое и тепловое воздействие, реализованная через систему горизонтальных скважин, площадная циклическая закачка пара. Рассмотрены результаты ее реализации.

work. As a result of work perspective Berriass layers have been chosen to testing in wells line. Realization of geological-and-technical conditions can allow to take additional oil production increase, to obtain geological structure information and productive layer distribution. Ways of improved methods of Berriass sediments research are designed.

#### Essential problems of improvement in normative documents for oil-and-gas complex objects

**D.N. Zapevalov, Yu.A. Mayants, A.V. Elfimov (Gazprom VNIIGAZ LLC, RF, Moscow)**

Modern system of technical regulation is strongly developing in Russia nowadays. Working out of normative documents faces the problems of intensive growth, influencing the balance of interests of all the participants of normative activity. The article touches upon basic problems of creation normative standard documents for oil-and-gas complex. It also explains the necessity of public discussion and correction of the current situation.

#### Petroleum geology: science and practice in the 21st century. New ideas and paradigms

**N.P. Zapivalov (Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of RAS, Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk)**

The use of rehabilitation cycles in the process of developing an oilfield is substantiated. An empirical estimation is given of the value of critical perturbation for state equilibrium of a fluid-saturated system in the process of developing an oilfield, equal to formation depression of 5–8 MPa. A method for simulating oilfield dynamics is suggested and the use of an evolutionary equation  $\partial p/\partial t = Z(p, a, t)$  is justified. A method is proposed to create or renew highly-productive foci at an oilfield through technogenic initiation of an accelerated metasomatic dolomitisation in carbonate reservoirs.

#### Thermal mode of operation of the downhole pumping unit for dual completion recovery

**I.G. Klyushin (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),  
K.R. Urazakov, P.I. Slivka, R.R. Gabdulov, B.H. Baiburin (RN-UfaNIPneft LLC, RF, Ufa),  
R.V. Usmanov (Ufa State Petroleum Technological University, RF, Ufa)**

The scheme with lower arrangement ESP installation and the installation SRP top location is increasingly used for dual combined oil production in recent years. In ensuring the reliability of the system thermodynamic regime issues are of particular relevance. The article presents the research, as well as calculations of the mechanism of change in temperature as a part of the plunger assembly downhole pump unit on the basis of the ESP-SRP.

#### An experiment of large-scale tests of flexural strength of the ice fields in the Kara and the Laptev seas

**K.A. Kornishin, V.A. Pavlov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),  
V.N. Smirnov, A.A. Nubom (Arctic and Antarctic Research Institute, RF, Saint-Petersburg),  
Ya.O. Efimov (Arctic Research Center, RF, Saint-Petersburg)**

The paper presents preliminary results of development and tests of a large-scale method of evaluation of deformation and strength characteristics of ice fields in the Arctic with use of a nuclear icebreaker. Obtained data of failure mechanics of level ice allow to evaluate failure stresses in ice and to compare them with flexural strength of traditional tests of samples and ice consoles. Experiments of large-scale mechanics of large volumes of ice failure promote the optimal evaluation of strength of the ice cover for more precise definition of scientific-technical justification of project ice loads on inclined faces of the offshore structures.

#### Elaboration of depleted oil reservoirs by the example of Kazanskoye and Medvedevskoye oil fields of Samaraneftegas

**N.A. Ostantkov, S.A. Kozlov, D.V. Kashaev, A.S. Nechaev, G.G. Gilaev (Samaraneftegas JSC, RF, Samara),  
I.A. Diachuk, E.V. Kniazeva (System Technology Exploitation CJSC, RF, Ufa)**

The paper presents the concept of field further development that have depleted oil reservoirs. There is the speculation on oil pool regeneration that enables to make a stage-wise proposal on updating the available field development system. The proposed concept permits to reduce the power consumption for the recovery of residual oil reserves, and, consequently, to reduce the net cost of product recovered, to increase ORF without any significant capital costs. Basing upon the analysis of the geological structure and current status with the development of two oil fields we have proposed the targeted program of well work-over actions

#### Evaluation of the areal cyclic steam injection technology in the development of high-viscosity oil deposits

**I.V. Sidorov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),  
O.V. Fominykh (Tyumen Industrial University, RF, Tyumen),  
N.E. Vedernikov (RN-Sakhalinmorneftegas LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)**

Popular technology of heavy oil deposits development indicates low efficiency when used for poorly consolidated collectors. In this connection on the example of high-viscosity oil fields of Sakhalin Island technology has been tested that combines the hydrodynamic and thermal effects, implemented through a system of horizontal wells. The technology is called The areal cyclic steam injection. The article presents an experience of its successful implementation.

## Математические подходы к решению задач реинжиниринга

**В.А. Смыслов, М.С. Мелешко, Т.П. Чаплыгина, И.Г. Хамитов**  
(ООО «СамараНИПнефть»),

**О.В. Глудунов, Ю.Ю. Попов** (АО «Самаранефтегаз»)

Рассмотрена задача разработки программы реинжиниринговых мероприятий по нефтегазодобывающему обществу, характеризующемуся зрелой разветвленной инфраструктурой. Предложены инновационные подходы к оптимизации коридоров коммуникаций, а также системы сбора и транспорта углеводородов. Предложено решать задачу в два этапа: построение математической модели на кустовой схеме обустройства и экспертный анализ реинжинирингового потенциала с учетом существующей инфраструктуры. Представлена математическая модель для объединения отдельных месторождений в группы, оптимального расположения центральных пунктов сбора и построения схемы коридоров коммуникаций минимальной протяженности. Приведен пример практического применения разработанных методов на активе, насчитывающем более 1000 скважин и более 3000 км трубопроводов.

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

**К.А. Стрельцова, В.А. Колесников, В.В. Терешкин, И.Г. Хамитов**  
(ООО «СамараНИПнефть»),

**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.

## Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна

**А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.И. Коробова, А.А. Сулова, Н.П. Фадеева** (МГУ имени М.В. Ломоносова),

**С.И. Савченко, О.М. Тимощенко** (ОАО «НК «Роснефть»)

Рассмотрено строение доманиковых отложений Волго-Уральского бассейна с целью прогноза зон, перспективных для поиска углеводородов. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна занимают стратиграфический интервал от верхов среднефранского яруса (кровли кыновского горизонта) до кровли турнейского яруса. Отложения накапливались в условиях внутришельфовых впадин, их склонов и бортов, где соответственно преобладают кремнистые, карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные отложения с небольшой долей глинистого материала и высоким содержанием органического вещества. Отложения содержат как нефтегазоматеринские толщи, так и резервуары, способные аккумулировать сгенерированные углеводороды. Ранжирование обстановок осадконакопления, типов разреза доманиковых отложений по данным анализа керна и каротажей скважин, а также их структурной приуроченности по сейсмическим разрезам и структурным картам позволяет прогнозировать зоны, благоприятные для накопления углеводородов доманиковой толщи.

## Расчет электрической анизотропии по данным азимутального датчика глубокого измерения удельного сопротивления ADR™ в процессе бурения

**Р.А. Хайрутдинов, Е.С. Филинкова, А.С. Бутенкова, С.С. Гаврик**  
(Халлибуртон Инт. ГмбХ)

Представлены азимутальный датчик глубокого измерения удельного сопротивления ADR™ для каротажа в процессе бурения и программное обеспечение для расчета инверсии анизотропии Anisoinversion. Благодаря конструкции наклонных приемников для измерения азимутальных данных удельного сопротивления и программному обеспечению, позволяющему методом инверсии рассчитать горизонтальное сопротивление, достоверность оценки удельного электрического сопротивления пласта значительно возросла. На примере одной из скважин показан расчет горизонтального сопротивления. Сравнение данными, полученными для вертикальной привязочной скважины, позволило сделать вывод о надежности данной технологии. В результате можно с большей точностью определять нефтенасыщенность слоистых коллекторов, в том числе в скважинах, в которых наблюдается влияние вмещающих пород.

## Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин

**Н.В. Щетинина, А.В. Мальшаков** (ООО «ТННЦ»),

**М.А. Басыров, И.А. Зырянова, Д.И. Ганичев, В.М. Яценко** (ОАО «НК «Роснефть»)

Приведена история развития направления «интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин» в России и за ее пределами. Проанализированы основные проблемы интерпретации данных геофизических исследований скважин. Рассмотрены новые технологии и подходы, обеспечивающие повышение достоверности интерпретации каротажных данных. Показана необходимость комплексирования всего спектра геолого-геофизической информации. Обозначены дальнейшие пути развития технологии.

## Геофизическое сопровождение эксплуатации действующих горизонтальных скважин на Верхнеконском месторождении: текущее состояние и перспективы развития

**Р.К. Яруллин, Р.А. Валиуллин** (Башкирский гос. университет, ООО НПФ «ГеоТЭК»),

**Б.А. Дармаев** (ПАО «ВЧНГ»)

Приведены результаты обобщения промышленных геофизических исследований и опытно-методических работ, выполненных в действующих горизонтальных скважинах Верхнеконского нефтегазоконденсатного месторождения. Показана необходимость научно обоснованного подхода к проведению исследований с учетом текущих геолого-промысловых условий, выбора средств доставки и конфигурации скважинной аппаратуры. Оптимизация технологической схемы проведения работ и интерпретация результатов проведена с использованием специализированного термогидродинамического симулятора.

## Mathematical approaches to solving the reengineering problems

**V.A. Smyslov, M.S. Meleshko, T.P. Chaplygina, I.G. Khamitov**  
(SamaraNIPneft LLC, RF, Samara),

**O.V. Gladunov, Yu.Yu. Popov** (Samaraneftegaz JSC, RF, Samara)

The paper considers the problem of reengineering events plan working out for oil and gas producer company with Brown fields and extensive infrastructure. Innovative substandard approaches to utility lines and hydrocarbons gathering and transportation system optimization are proposed. The solution is provided in two steps: mathematical model over well pads and expert analysis of re-engineering potential taking existing infrastructure into consideration. Mathematical model of oilfields grouping, optimal Central Production Facility disposing and minimal utility lines design is proposed. An example of practical developed methods usage is provided, involving an asset with more than 1000 of wells and more than 3000 km of pipelines.

## Delineation of the areal extent of anhydrite plateau in the south-east of Samara region

**K.A. Streitsova, V.A. Kolesnikov, V.V. Tereshkin, I.G. Khamitov**  
(SamaraNIPneft 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.

## Oil and gas reservoirs in Domanic formation of Volga-Ural basin

**A.V. Stupakova, G.A. Kalmykov, N.I. Korobova, A.A. Suslova, N.P. Fadeeva**  
(Lomonosov Moscow State University, RF, Moscow),

**S.I. Savchenko, O.M. Tymoshenko** (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

Domanic formation of Volga-Ural basin is described to make a forecast of oil and gas in these sequences. Domanic formation of Volga-Ural basin includes sequences from Middle Frasnian (Kynovian horizon) to Low Carboniferous (Tournaisian) age. Sediments accumulated in marine depression, its slope and flanks where dominated siliceous, carbonate-siliceous and siliceous-carbonate minerals with high organic contents. Formation contains both source rocks and reservoirs which could accumulate generated hydrocarbons. Ranking of facial environments, type of Domanic sections and their structural locations by cores, logs and seismic allows to make a forecast of the prospective plays in Domanic formation.

## Electric anisotropy calculations based on Azimuthal Deep Resistivity sensor ADR™ logging while drilling

**R.A. Khayrutdinov, E.S. Filinkova, A.S. Butenkova, S.S. Gavrik**  
(Halliburton Int. GmbH, RF, Moscow)

The latest technological achievement of Halliburton in the field of development is presented in this article - it is Azimuthal Deep Resistivity sensor ADR™ for logging while drilling and software for anisotropy inversion calculation - Anisoinversion. Issues in defining of true resistivity of the fracture while drilling of layered reservoirs in horizontal wells stayed unresolved cause oil saturation factor calculations demonstrated recognizably different results in comparison to vertical wells. Thanks to a patented design of inclined receivers for azimuth data measurement of specific resistance in combination with modern software using an inversion method to calculate horizontal resistivity, has become possible to increase the reliability of formation evaluation resistivity. In terms of one well the calculation of horizontal resistance is shown and in comparison with vertical well control point data, it is possible to give evidence of this technology reliability, which allows operators to calculate oil saturation in layered reservoirs more precisely. This includes wells in which adjacent-formation effect is observed.

## New approaches and technologies to interpreting logging data in horizontal wells

**N.V. Shchetinina, A.V. Malshakov** (TNNC LLC, RF, Tyumen),

**M.A. Basyrov, I.A. Zyryanova, D.I. Ganichev, V.M. Yatsenko**  
(Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The article addresses the history of the evolution of interpretation of logging data in horizontal wells in Russia and abroad. Key problems of interpreting logging data are analyzed. The example demonstrates the application of new technologies and approaches that have increased the validity of logging interpretation. The authors substantiate the need to integrate the full spectrum of geological and geophysical information. Further ways to develop approaches are proposed.

## Productive logging to support the operating horizontal wells at Verkhnechonskoye field: current situation and development prospects

**R.K. Yarullin, R.A. Valiullin** (Bashkir State University, GeoTEC LLC, RF, Ufa),

**B.A. Darmaev** (Verkhnechonskneftegas PJSC, RF, Irkutsk)

The results of the industrial production well logging and research and methodological works performed on operating horizontal wells at Verkhnechonskoye oil-gas-condensate field are given. The necessity for a scientific approach to production well logging according to the current geological and field conditions, the choice of means of delivery and downhole equipment configuration were shown. Scheme of work, including modeling studies on specialized thermo-hydrodynamic simulation at the stage of work program preparation and the final results interpretation is proposed.