

# СБОРНИК ДОКЛАДОВ



НЕФТЕГАЗОВЫЕ  
РОССИЙСКИЕ  
КОНФЕРЕНЦИИ

## МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ НХ КОНФЕРЕНЦИИ

16–18 НОЯБРЯ 2021 г.  
(ONLINE)

Организатор



**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**международной  
научно-практической конференции**

**Инновационные решения  
в геологии и разработке ТРИЗ**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»**  
**Москва**  
**2021**

---

# СОДЕРЖАНИЕ

---

## **Антониади Д.Г.**

Стратегия низкоуглеродного развития России глазами нефтяника .....5

## **Воеводкин В.Л., Антонов Д.В.**

Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти  
каширо-верейского горизонта как один из факторов роста  
добычи нефти в Пермском крае .....6

## **Волошина А.А., Котенев Ю.А., Климин Р.В.**

Экспериментальное и модельное обоснование предотвращения  
осложнений при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти  
клиноформенных отложений .....8

## **Воробьев В.В., Трофимчук А.С.**

Совершенствование разработки шельфовых объектов  
с применением двухуровневых систем разработки.  
Уплотняющее бурение .....10

## **Грабовская Ф.Р., Демин В.Ю., Верещагин П.С.**

Региональный прогноз перспектив доюрского комплекса  
Западно-Сибирской плиты –  
возможные перспективы .....12

## **Девятьяров С.С., Нартымов В.С.**

Технологические и геологические вызовы освоения ачимовских пластов  
Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.  
Стратегия достижения рентабельного бизнес кейса .....14

## **Загоровский А.А., Комисаренко А.С., Шашков М.Ю., Мягков Н.М.**

Особенности определения относительных фазовых проницаемостей  
слабосцементированных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами.....16

## **Казанцев А.С.**

Методика моделирования обработок призабойной зоны пласта кислотными  
составами на основе гидродинамической модели в условиях  
последовательно-неоднородных башкирских карбонатных отложений  
месторождений Пермского края.....18

## **Костин Н.Г.**

Особенности изучения низкопроницаемых пород методами GRI анализа  
и ртутной порометрии .....20

## **Кузнецов И.С., Кузнецов С.Л.**

Оптимизация дебита нефтяных скважин с высоким газовым фактором  
на Пяяхинском месторождении .....22

<b>Кузьмина В.В., Котенёв Ю.А.</b> Литолого-фациальная неоднородность сложных коллекторов верхнедевонских рифов Оренбургской области .....	23
<b>Литвинова И.В., Сурнин А.И., Миляев Д.В.</b> Геолого-экономическое обоснование выбора водоносных пластов для закачки и хранения диоксида углерода .....	24
<b>Митронов Д.В.</b> Возможности и перспективы использования микротвердомера МНТЗ в нефтегазовой геологии .....	26
<b>Мурзина Р.Р., Овчинников Д.И.</b> Изучение угленосных отложений верхнепермской системы для оценки потенциала добычи метана угольных пластов в пределах месторождений Центрально-Хорейверского поднятия .....	27
<b>Николаева Т.Н., Метт Д.А.</b> Обоснование минимального необходимого количества лабораторных исследований для воздействия тепловыми и газовыми методами на пласты верхнеюрских отложений на примере расчета анализа чувствительности в гидродинамической модели адаптированного эксперимента .....	29
<b>Пестов Д.А.</b> Оценка влияния неоднородностей среды на рост трещины гидроразрыва .....	31
<b>Петраков А.М., Фомкин А.В., Жданов С.А., Раянов Р.Р., Байкова Е.Н.</b> Системная технология как важный элемент рациональной разработки нефтяных месторождений .....	32
<b>Степанкин И.Н., Халецкий А.В., Гутман Р.Е., Ткачев В.М.</b> Методологические особенности применения склерометрических и дюрометрических способов исследования керна .....	34
<b>Сюндюков А.В., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И., Сагитов Д.К.</b> Метод поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования режима нагнетания в условиях низкопроницаемых коллекторов .....	35
<b>Терентьев А.А., Дуркин С.М., Пчела К.В.</b> Методические подходы к прогнозированию механизма компонентоотдачи пласта при тепловом воздействии .....	37
<b>Туманова Е.С.</b> Новый подход к интерпретации результатов лабораторных исследований фильтрации жидкости в низкопроницаемых коллекторах .....	39
<b>Угрюмов А.С., Касьяненко А.А., Поветкин С.Л., Санникова И.А., Коломыцев А.В., Плотников Б.С.</b> Интегрированное моделирование и возможности data science для прогноза перспектив баженовской свиты на Салымской площади.....	41

<b>Фахретдинов Р.Н., Фаткуллин А.А., Якименко Г.Х.</b> Технология SPA-WELL и проблемы заводнения нефтяных пластов .....	42
<b>Шайхутдинов Н.М., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р.</b> Применение технологий секвенирования ДНК в исследованиях скважин .....	43
<b>Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Балакчи В.Д.</b> Регулирование фронта вытеснения в неоднородных пластах путем блокирования высокопроницаемых каналов коллектора набухающей композицией.....	45

# Стратегия низкоуглеродного развития России глазами нефтяника

Д.Г. Антониади<sup>1</sup>, д.т.н.  
<sup>1</sup>ИНГИЭ

Адрес для связи: dg@antoniadi.com

---

Распоряжением правительства РФ (от 29.10.2021г.) утверждена Стратегия социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.

В Стратегии большое внимание уделяется энергетике, в том числе и газовой (углеродной). И это естественно, так как 40-50 % производимой в РФ электроэнергии приходится на газовые электростанции.

При этом нефтегазовая отрасль, которая добывает природный и попутный нефтяной газ для производства этой электрической и, в том числе, тепловой энергии практически не упоминается.

Все нефтегазовые компании производят энергию как для собственных нужд, так и для рыночной реализации. К сожалению, эти два вида деятельности практически существуют раздельно.

Реализация международных климатических соглашений предусматривает технологический переход мировой энергетики от использования углеродного сырья к безуглеродным энергоресурсам и энергоресурсам с низким уровнем выбросов парниковых газов (глобальный энергопереход).

Энергопереход предусматривает решение четырех проблем:

- энергоэффективность;
- декарбонизация энергетики;
- децентрализация энергетики;
- цифровизация энергетики;
- энергопереход в странах, включая РФ, обладающих большими запасами углеводородов, имеет свою специфику.

Существующие технологии в нефтегазовом комплексе и «чистой» энергетике позволяют осуществить энергопереход не переходя на безуглеродные энергоресурсы.

В данном докладе рассматривается возможность декарбонизации на примере нефтегазовой ресурсной базе Краснодарского края.

## **Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти каширо-верейского горизонта как один из факторов роста добычи нефти в Пермском крае**

**В.А. Воеводкин<sup>1</sup>, к.г.-м.н., Д.В. Антонов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

**Адреса для связи:** Vadim.Voevodkin@lukoil.com, Dmitrij.Antonov@lukoil.com

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, каширо-верейский горизонт, коэффициент извлечения нефти, динамика показателей разработки, уровень добычи нефти, объект разработки, фонд скважин, поддержание пластового давления, совершенствование разработки

---

Объектом исследования являются месторождения нефти, расположенные на территории Пермского края – одного из старейших регионов добычи углеводородов на территории России. На примере крупнейшего нефтедобывающего предприятия Пермского края, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» выполнен анализ факторов роста добычи нефти за 2000-2019 гг. В ходе анализа выявлено, что увеличение добычи нефти в указанный период отмечается в том числе и по каширо-верейскому горизонту, который является нефтеносным на ряде месторождений юга Пермского края, при этом запасы данного горизонта относятся к трудноизвлекаемым.

Цель работы заключалась в определении вклада трудноизвлекаемых запасов, в увеличение добычи нефти в Пермском крае, ретроспективном анализе проведенных исследований, позволивших сформировать подходы к разработке данных запасов; анализе текущей эффективности разработки и применяемых технологий на примере одного наиболее представительного объекта.

В ходе подготовки доклада выполнены:

- обзор по залежам каширо-верейского горизонта юга Пермского края: величина запасов и их структура, геолого-физическая характеристика коллекторов, степень изученности коллекторов;
- обобщение результатов исследований, направленных на доизучение отложений каширо-верейского возраста;
- анализ попыток освоения данных запасов: прослежена трансформация подходов к разработке данных отложений.

Детально проанализирована эффективность разработки каширо-верейского объекта Красноярско-Куединского месторождения, выполнен детальный анализ – от формирования опытно-промышленных участков до опробования различных технологий разработки, что позволило ввести данный объект в активную разработку (рост добычи нефти в 10 раз) при сохранении рентабельности геолого-технических решений.

Отмечено, что кроме повышения технологической эффективности применения новых методов при освоении трудноизвлекаемых запасов не менее важен вопрос снижения затрат на проведение геолого-технических мероприятий.

Опыт разработки месторождений Пермского края свидетельствует, что совершенствование разработки должно быть основано на внедрении научно-инженерных методов на всех этапах выполнения работ – от планирования до оценки эффективности.

Внедрению научно-инженерных подходов должен сопутствовать ряд обязательных условий:

- создание и развитие Центров хранения и исследования керна и пластовых флюидов;
- развитие методов промысловых исследований;
- развитие методов цифрового моделирования месторождений;
- постоянное обобщение полученных результатов в рамках научно-исследовательских работ;
- разработка, апробация, промышленное производство и применение инновационных технологий и материалов.

Только при реализации указанных принципов возможна реализация масштабного применения геолого-технических мероприятий, способных увеличить добычу нефти, особенно на «зрелых» месторождениях, в том числе и за счет ввода в разработку трудноизвлекаемых запасов.



## **Экспериментальное и модельное обоснование предотвращения осложнений при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти клиноформенных отложений**

**А.А. Волошина<sup>1</sup>, Ю.А. Котенев<sup>1</sup>, Р.В. Климин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет

**Адрес для связи:** Nas.voloshina2012@yandex.ru

**Ключевые слова:** клиноформенные отложения, трудноизвлекаемые запасы, кольтация, фациальные зоны, осложнения при добыче углеводородов

---

Цель исследования – выявление наличия взаимосвязи фациальных зон пластов клиноформенного комплекса и возможных осложнений при добыче углеводородов, факторов, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства низкопроницаемых коллекторов с учетом фациальных зон пластов.

Почти 39 % запасов Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций приурочено к низкопроницаемым пластам, поэтому рациональная разработка таких коллекторов с учетом их геологических особенностей является актуальной задачей.

Новизна работы заключается в том, что впервые установлены основные закономерности снижения проницаемости пластов в зависимости от фациальных обстановок, факторы, способствующие снижению проницаемости, критерии прогнозирования процессов ухудшения коллекторских свойств, связанных с различными фациальными обстановками.

На первом этапе исследования построены детальные литолого-фациальные модели отложений, в которых учтены концептуальные представления развития рассматриваемого региона, результаты сейсмических исследований, анализа кернового материала и геофизических исследований скважин. По результатам комплексирования полученных результатов установлено, что клиноформенные отложения представлены пятью пластами, в которых можно выделить ундаформенную (шельфовая часть), ортоформенную (склоновая часть) и фондоформенную (наиболее глубоководная часть) части. К глубоководноморским отложениям отнесены песчаники сетей питающих палеоканалов и чередующиеся с ними глинистые осадки межрусловых пространств, а также конуса выносы, которые по сравнению с каналами имеют менее привлекательные коллекторские свойства из-за пониженной проницаемости. Мелководноморские отложения представлены песчаниками шельфовых отложений с песчаными барями и валами. Для ортоформенных отложений характерны оползневые склоновые тела. Интерпретация результатов рентгенофазового и рентгенострук-

турного анализа и сопоставления полученных минеральных составов с присущими фаціальным зонам показали, что нахождение в аутигенных минералах, таких как кальцит, доломит, сидерит и анкерит, наиболее вероятно в отложениях фондоформенной части клиноформы, а именно в глубоководных конусах выноса. Причем, чем дальше в сторону акватория, тем выше содержание аутигенных минералов, возникших в ходе определенных физико-химических процессов при погружении и уплотнении осадка. Аутигенные минералы при взаимодействии с водой вызывают появление кольматантов, осложняющих разработку, так как снижается и без того низкая проницаемость пластов.

На втором этапе исследований выполнено физическое моделирование процессов кольматации при фильтрации вод различной минерализации через керн, растворов, способных образовывать малорастворимые осадки *in-situ* в условиях эксперимента, и суспензии золя  $Fe^{3+}$ , моделирующего фильтрацию суспензий механических примесей. Доказано, что степень кольматации зависит от минерализации прокачиваемой воды, причем зависимость не является линейной. Установлено, также существует критическая концентрация соли (ККС), ниже которой кольматация пористой породы протекает наиболее интенсивно. Для выбранной породы ККС составляет 7,5 г/л. Установлено также, что снижение проницаемости порового пространства при фильтрации вод, склонных к образованию малорастворимой соли  $CaCO_3$ , линейно зависит от степени пересыщенности минерализованной воды. Восстановление проницаемости пористой среды с использованием кислотных композиций для удаления карбонатных отложений подтверждают высокую эффективность с коэффициентом восстановления более 1. Наиболее сильное снижение проницаемости наблюдается при фильтрации золя железа, при этом возможно укрупнение частиц золя в поровом пространстве при взаимодействии с породой.

На построенных картах, отражающих наличие механических примесей в виде Fe, калиевых полевых шпатов, карбонатных пород, выносимых из пластов максимальные значения, соответствуют удаленным частям фаціальных зон подводных конусов выноса. Таким образом, при разработке низкопроницаемых отложений для предотвращения осложнений необходимо учитывать фаціальное районирование, минералогический состав пород, состав закачиваемой воды.

## **Совершенствование разработки шельфовых объектов с применением двухуровневых систем разработки. Уплотняющее бурение**

**В.В. Воробьев<sup>1</sup>, А.С. Трофимчук<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»

**Адрес для связи:** VorobyevVV@bnipi.rosneft.ru

**Ключевые слова:** зрелое месторождение, недренируемые запасы, уплотненный коллектор, уплотняющее бурение, двухэтажные скважины, карта запасов

---

На протяжении второй половины XX века основная доля добычи нефти месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» была связана с меловыми отложениями, запасов которых сегодня считаются традиционными. Интенсивная разработка этих месторождений велась в основном с применением наклоннонаправленных скважин. В настоящее время данные месторождения находятся на стадии падающей добычи и характеризуются высокой обводненностью продукции скважин. При этом значительная доля их извлекаемых запасов (по приблизительным оценкам – более 100 млн т. нефти) остается невыработанной.

Нередко в геологическом разрезе объектов разработки присутствуют протяженные глинистые прослои, которые значительно влияют на характер фильтрационных потоков к скважинам и при определенных условиях приводит к гидродинамической несвязности продуктивных пластов. В работе выполнен анализ влияния глинистой перемычки в разрезе залежи находящейся на начальной стадии разработки, на основе данных гидродинамического каротажа и динамики работы скважин. Выявленные особенности геологического строения и их влияния на разработку позволили провести аналогию с пластами, со схожим геологическим разрезом на месторождениях, которые находятся на поздней стадии разработки. Учет данных особенностей позволит применить методику локализации остаточных извлекаемых запасов и предложить геолого-технические мероприятия (уплотняющее бурение, бурение бокового ствола, реперфорация и др.) для эффективной довыработки запасов.

### **Правдинское месторождение пласт БС<sub>6</sub>**

Правдинское месторождение введено в эксплуатацию в 1960 г.. Только по пласту БС<sub>6</sub> текущие извлекаемые запасы нефти составляют 19 млн т. Объект характеризуется низкими темпами отбора –1,6 % в 2020 г., при выработке 85 % и доле неработающего фонда скважин более 80 %. Исторически при запуске значительной части скважин в промышленную эксплуатацию вскрывалась только верхняя часть разреза пласта БС<sub>6</sub>. Установленный факт непроницаемости глинистых прослоев позволил

пересмотреть выработку по разрезу. Сравнение накопленной добычи по скважинам в зависимости от вскрытия, анализ результатов выполненных ГТМ по приобщению нижнего прослоя указывали на наличие остаточных запасов в нижней части разреза.

Выполненный комплекс работ по анализу керна и результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин позволили разработать алгоритм для отличия плотных прослоев от глинистых интервалов. С учетом полученных данных проведены детальная внутрислоевая корреляция и учет фронтов отбора и нагнетания. На основе комплекса данных построена итоговая карта желательности, которая позволяет локализовать остаточные недренируемые запасы нижней части разреза и разместить дополнительный проектный фонд уплотняющих скважин для их довыработки.

## **Региональный прогноз перспектив доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты – возможные перспективы**

**Ф.Р. Грабовская<sup>1</sup>, В.Ю. Демин<sup>1</sup>, П.С. Верещагин<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>ООО «Газпромнефть–Технологические партнерства»

**Адрес для связи:** Grabovskaya.fr@gazprom-neft.ru

**Ключевые слова:** доюрский комплекс (ДЮК), Западно-Сибирская плита, потенциально перспективные комплексы (ППК), углеводороды (УВ)

---

Доюрский комплекс (ДЮК) Западно-Сибирской плиты обладает значительным ресурсным потенциалом, который в настоящее время полностью не реализован. До сих пор остаются открытыми вопросы поиска залежей углеводородов (УВ) в ДЮК и разработки научнообоснованного подхода к оценке перспектив доюрского основания Западно-Сибирской плиты, обеспечивающего открытие новых месторождений.

Как правило, геолого-разведочные работы по поиску скоплений УВ в глубокозалегающих, малоизученных частях разреза, к которым относятся ДЮК Западно-Сибирской плиты, начинаются с регионального этапа, направленного на обнаружение перспективных комплексов и зон нефтегазоаккумуляции. Решение этой задачи во многом зависит от достоверности обработки и интерпретации исходных геолого-геофизических данных (данные анализа керна, каротажа скважин, грави-, магниторазведки, сейсморазведки и др.) и их комплексного анализа, что могло бы позволить ответить на следующие ключевые вопросы

1. Каково многообразие потенциально перспективных комплексов (ППК) для поиска скоплений УВ в фундаменте Западно-Сибирской плиты?
2. Существуют ли закономерности распространения ППК доюрского основания для их регионального прогноза?
3. Какие ППК считать более, а какие менее перспективными и почему?
4. От каких критериев зависит вероятность нахождения залежей УВ в тех или иных ППК?
5. Каким образом в итоге, и на основе каких ключевых критериев выделить перспективный участок для поиска залежей УВ в ДЮК в регионе?

Попытка ответить на эти и другие вопросы была предпринята в ходе анализа и обобщения результатов обработки и интерпретации значительного объема различных геолого-геофизических архивных данных по ДЮК, собранных в западной части Томской области.

Анализ комплексной интерпретации данных геологических исследований скважин (ГИС) и анализа керна более 200 скважин с привлечением карт гравитационного и магнитного полей, предварительно обработанных для изучения ДЮК, позволил уста-

новить, что на рассматриваемой территории доюрское основание образует ряд формационных зон, со своим набором вещественно-стратиграфических комплексов доюрского основания. На основе выявленных особенностей строения ДЮК составлена схема пространственно-временного распределения изученных вещественных комплексов. Анализ данной схемы, дал возможность реконструировать эволюцию развития палеозойского палеобассейна, объяснить природу наблюдаемых закономерностей строения ДЮК, обосновать время проявления магматизма и связать состав магм с определенными этапами развития территории в доюрское время.

Сопоставление созданной формационной карты и структурно-тектонической основы доюрского основания позволило объединить и систематизировать все установленные особенности состава и строения ДЮК в матрицу ППК доюрского основания. Выполнен анализ нефтегазоносности каждой формационной зоны, выявленной на первом этапе работ. По результатам ГИС более 200 скважин проведен статистический анализ частоты встречаемости пород-коллекторов в различных типах пород, образующих формационные зоны, а также обобщены данные исследований состава, строения и факторов образования пород-коллекторов в различных формациях ДЮК по керну скважин. Это позволило ранжировать все собранные в матрице ППК на низко-, средне-, высокоперспективные.

Анализ особенностей геологического строения открытых месторождений ДЮК в разных комплексах пород позволил сформулировать перечень дополнительных критериев, повышающих вероятность нахождения в различных ППК доюрского основания залежей УВ, и подлежащих учету при принятии решений на региональном этапе геолого-разведочных работ.

Выполненные исследования позволяют определить направление дальнейшего развития методического системного подхода к региональной оценке перспектив в ДЮК и прогноза перспективных участков для поиска залежей УВ. Этот подход должен включать следующие ключевые этапы, имеющие потенциал для реализации за пределами Томской области:

1. Подготовка геологической основы: построение уточненных формационных карт ДЮК в регионах, установление закономерностей строения ДЮК, связанных с историей развития территории в доюрское время для регионального прогноза ППК;
2. Составление единой, систематизированной матрицы ППК фундамента Западно-Сибирской плиты, объединяющей различные типы породы доюрского основания для поиска скоплений в них УВ и их ранжирование по степени перспективности;
3. Расширение перечня дополнительных критериев перспективности, повышающих вероятность нахождения в различных ППК доюрского основания залежей УВ для окончательного перехода от геологической основы ДЮК к карте перспектив, решение этой задачи возможно путем дальнейших исследований, особенностей геологического строения и нефтегазоносности уже открытых месторождений ДЮК.

## **Технологические и геологические вызовы освоения ачимовских пластов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Стратегия достижения рентабельного бизнес кейса**

**С.С. Девятьяров<sup>1</sup>, В.С. Нартымов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Проект «Ямбург», ООО «Газпромнефть Заполярье»»

**Адрес для связи:** Grabovskaya.fr@gazprom-neft.ru

**Ключевые слова:** ачимовские отложения, сембургское газоконденсатное месторождение, многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), технологическое партнерство, технологический полигон

---

Ачимовские отложения распространены по всей площади Западной Сибири, содержат уникальные запасы углеводородов. Суммарные геологические запасы нефти составляют более 9,9 млрд т. В ЯНАО отношение текущей накопленной добычи нефти к извлекаемым запасам ачимовской нефти имеет крайне низкое значение, менее 1 %, в отличие от Тюменской области (41,4 %) и ХМАО-Югры (23,2 %). Основная причина заключается в различных условиях залегания залежей. Запасы ачимовской нефти в ЯНАО залегают на больших глубинах, имеют аномально высокие пластовые давления (коэффициент аномальности достигает 2) и характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Важной задачей является подбор технологий для вовлечения таких запасов в рентабельную разработку.

Четверть геологических запасов ачимовской нефти ЯНАО сосредоточена на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). Глубина залегания ачимовских отложений здесь изменяется от 3,5 до 4 км., пластовое давление – до 65 МПа, абсолютная проницаемость –  $0,15 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Целевой пластовый флюид – околоскритическая нефть с высоким газосодержанием (700 м<sup>3</sup>/т – 1000 м<sup>3</sup>/т). Большая глубина, наличие множества зон несовместимого бурения и зон аномально высокого пластового давления АВПД требуют применения пятиколонных конструкций скважин и передовых технологий в бурении. Сложное геологическое строение и низкая связанность песчаных тел глубоководных конусов выноса не позволяют прогнозировать насыщение по площади и разрезу. Отмечается наличие зон с повышенным водонасыщением.

Командой проекта «Ямбург» ООО «Газпромнефть-Заполярье» с сентября 2019 г. по октябрь 2021 г. выполнена программа опытно-промышленных работ (ОПР) по поиску технологий вовлечения в рентабельную разработку ачимовских пластов Ямбургского НГКМ. Построены четыре высокотехнологичные горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка от 1000 до рекордных 1830 м (при общей длине скважины до 6500 м). Достижение указанного результата в условиях узкого

окна бурения стало возможно за счет использования технологии MPD. Данная технология позволила осуществить точный контроль и управление давлением, исключить разрыв породы и поглощения. Освоение скважин проводилось с использованием многостадийного разрыва пласта (МГРП). Реализовано от 4 до 14 стадий ГРП на одну скважину. В ходе выполнения работ варьировался объем проппанта от 50 до 250 т на стадию. При проведении МГРП в скв. 4Р применена технология микросейсмического мониторинга для оценки фактических геометрических характеристик трещин. Все скважины находились в длительной отработке, проводились расширенные комплексы промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. По результатам ОПР получены крайне низкая продуктивность скважин (0,5 м3(сут/0,1нПа) и высокая обводненность продукции (>50 %). Разработка ачимовских пластов при достигнутых показателях нерентабельна.

Достижение рентабельных дебитов планируется за счет организации технологического партнерства. Это новый формат взаимодействия с передовыми нефтесервисными компаниями (Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford). В рамках данной работы партнер должен разработать конструкцию скважины и дизайн ГРП, позволяющие максимизировать соотношение накопленной добычи и капитальных вложений в строительство (Q/CAPEX). На первом этапе планируется проведение научно-исследовательских работ по определению оптимальной конструкции скважины и формированию дизайна будущих ОПР. Тестирование предложений технологического партнера намечено выполнить в рамках технологического полигона.

Технологический полигон – это новый вид лицензии на пользование недрами для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. На Ямбургском НГКМ проектируется участок недр площадью 2,300 км<sup>2</sup>, который станет базой создания и развития компетенций работы с трудноизвлекаемой ачимовской нефтью. Геологическое разнообразие условий залегания песчаных конусов выноса по площади полигона обеспечивает вариативность для создания, апробации и масштабирования новых технологий.

Параллельно совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ» проводятся крупномасштабные научные работы по формированию геологической концепции насыщения ачимовских отложений. Для прогнозирования зон распространения повышенной водонасыщенности планируется выполнить бассейновое моделирование региона, построить концептуальную тектоническую модель. В части увеличения КИН проводятся работы совместно со Сколтехом по созданию цифрового двойника ядра и уточнению параметров, влияющих на эффективность закачки газа. В условиях насыщения залежей околкритическом флюидом важно подобрать правильный способ воздействия на залежь.

Стратегия вовлечения ачимовских нефтяных пластов ЯНАО в рентабельную разработку – это непрерывная цепочка создания ценности от прогноза насыщения пласта до поиска новых методов ГРП и организации смешивающегося вытеснения. Технологический полигон Ямбургского НГКМ станет опорной базой для запуска в полномасштабной разработку нефтяных ачимовских пластов ЯНАО.



## **Особенности определения относительных фазовых проницаемостей слабосцементированных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами**

**А.А. Загоровский<sup>1</sup>, А.С. Комисаренко<sup>1</sup>, М.Ю. Шашков<sup>1</sup>, Н.М. Мягков<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

---

ПАО «НК «Роснефть» в Западной Сибири разрабатывает месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), сложенные слабосцементированными мелко-среднезернистыми алевритистыми глинистыми песчаниками, содержащие высоковязкие нефти. Динамическая вязкость пластовой нефти изменяется от 72 до 560 мПа·с; газосодержание нефти – 20–29 м<sup>3</sup>/т; пластовая температура – 17–40 °С; пластовое давление равно давлению насыщения; объёмная глинистость пластов-коллекторов составляет 5–40 %.

Для подсчета запасов, прогнозирования динамики работы скважин, гидродинамического моделирования режимов их освоения, инженерных расчетов по проектированию опытно-промышленных работ (ОПР), созданию технологических схем разработки, технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти необходимы результаты определения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) «нефть – газ», «нефть».

Существующие методики определения ОФП на керне в России основаны на ОСТ-39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации». В свете современных знаний о ТРИЗ и новых аппаратурно-методических решений методики потребовали обновления.

Особенностью обновленных подходов получения диаграмм ОФП для керна коллекторов с ТРИЗ в Тюменском нефтяном научном центре являются: применение рентгеновской компьютерной томографии на этапах выбора мест изготовления образцов из полноразмерного керна и их последующий контроль пригодности для тестов на ОФП. Для оценки насыщенности модельных пластов в термобарических условиях проведения экспериментов применен фильтрационный стенд с 2D гамма-гамма сканером на основе радионуклида Америций № 241. Тест на ОФП проводится на единичном цилиндрическом образце диаметром 38 мм максимально возможной высоты. Остаточную водонасыщенность слабосцементированного образца керна создают непосредственно в кернодержателе стенда с применением защищенного авторским свидетельством входного плунжера. Приведенный метод оценки насыщенности пор коллектора газом (с относительной погрешностью 10 %) в опытах «нефть-газ» не потребовал введения в нефть йодсодержащих препаратов. Для определения водонасыщенности в тестах «нефть-вода» на экстрагированных образцах керна с остаточной

водой насыщенностью в воду добавляется соль CsCl. Для получения ОФП «нефть-вода» на керне с изолированным отбором (с использованием раствора на нефтяной основе), в нефть добавляется йоддекан.

Результаты экспериментов по определению ОФП, выполненные по новой методике, в том числе на керне, отобранному по изолированной технологии, показали: вода и газ появляются в продукции раньше, чем прогнозировалось по результатам на основе метода материального баланса. По изученным коллекциям образцов установлено, что при средней газонасыщенности коллектора с ТРИЗ равной 28,7 %, нефть прекращает в нем движение.

Внедренный в практику Тюменского нефтяного научного центра метод оценки насыщенности модели пласта с использованием гамма-просвечивания Америцием № 241 рекомендуется для применения во всех лабораторных центрах России, где решаются подобные задачи.

## **Методика моделирования обработок призабойной зоны пласта кислотными составами на основе гидродинамической модели в условиях послойно-неоднородных башкирских карбонатных отложений месторождений Пермского края**

**А.С. Казанцев<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

**Адрес для связи:** Andrej.Kazantsev@lukoil.com

**Ключевые слова:** геолого-гидродинамическая модель (ГДМ), скважина, скин фактор, неоднородность проницаемости по разрезу, обработка призабойной зоны

---

В настоящее время геолого-гидродинамическая модель (ГДМ) залежи, объекта разработки стала неотъемлемым инструментом инженера-нефтяника, специалиста по разработке нефтяных и газовых месторождений. ГДМ позволяет консолидировать и учесть все знания и информацию об объекте. При этом подходы и решения по созданию и настройке ГДМ постоянно совершенствуются. Данная работа посвящена учету особенностей применяемых технологических решений по освоению скважины из бурения и мероприятий по интенсификации добычи нефти с использованием кислотных систем при настройке и адаптации ГДМ слоисто-неоднородных карбонатных отложений.

В работе показано, что опережающее обводнение в слоисто-неоднородных карбонатных отложениях при организации системы заводнения связано не только с особенностью геологического строения изучаемых отложений, но и с технологией освоения скважин из бурения кислотного бурения. При монокислотном воздействии радиусы измененной зоны по прослоям могут отличаться, в том числе на порядок, из-за реализации по одним прослоем механизма компактного растворения, по другим – формирования червоточин.

Предложенные решения основаны в частности на обобщении результатов исследований условий равномерного, компактного растворения горной породы и формирования червоточин при кислотном воздействии. Результатом расчетов является обоснование значений скин-фактора каждого пропластка с учетом комплексного учета неоднородности разреза, данных гидродинамических исследований по скважине. Предложена методика расчета фактического радиуса измененной зоны при кислотном воздействии в режиме формирования червоточин по прослоям.

Результаты настройки ГДМ на историю с учетом методики определения поинтервальных значений скин-фактора в разрезе скважин показывают высокий уровень схо-

димости с фактическими данными, который не достигался ранее при использовании единых параметров измененных свойств призабойной зоны пласта для всех прослоев разреза, что указывает на правильность выбранного направления решения поставленной задачи.

Разработанный комплекс решений также успешно апробирован при оценке и прогнозировании эффективности обработок скважин комплексными кислотными системами с отклонителями.

## Особенности изучения низкопроницаемых пород методами GRI анализа и ртутной порометрии

Н.Г. Костин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

**Адрес для связи:** Nikolay.Kostin@lukoil.com

**Ключевые слова:** низкопроницаемые породы, керн, образец, GRI анализ, ртутная порометрия, лабораторные исследования

---

Для оценки ресурсной базы объектов используются петрофизические модели, основанные на стандартном наборе свойств, такие коэффициенты пористости ( $K_p$ ), проницаемости ( $k_{пр}$ ), нефтенасыщенности, газо- и водонасыщенности, геологических характеристиках. Для низкопроницаемых пород указанные свойства определяются так же, как и для стандартных коллекторов, на образцах керна, извлеченных из скважин. Однако подходы к изучению керна, для низкопроницаемых коллекторов осложняются следующими факторами:

- неполная экстракция, вызванная малой размерностью поровых каналов, что затрудняет проникновение растворителя в поровое пространство, снижает объем взаимодействия с экстрагируемым веществом;
- заниженные значения  $K_p$ , обусловленные невозможностью агента полностью заполнить поровое пространство, что в свою очередь влияет на определение насыщенности по водо- и нефтенасыщенности;
- индуцированная трещиноватость, вызванная процессами отбора, обработки керна, изготовлении образцов, их очистки и сушки, в данном случае замеры кпр стандартными методами на цилиндрах породы становятся непригодными.

Приведенные факторы учитываются при GRI анализе в совокупности с применением адаптированного метода ртутной порометрии. Эти технологии являются технико-экономически эффективными и должны более активно применяться при изучении объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

Метод GRI предполагает использование частиц пород вместо цилиндров керна сохраненного диаметра или плаггов. Применим для анализа низкопроницаемых пород. После дробления керна площадь взаимодействия растворителя с породой значительно увеличивается, что позволяет растворителю эффективнее внедряться в поровое пространство при экстракции, облегчает проникновение газа при замерах  $K_p$ ,  $k_{пр}$ . Измельчение керна позволяет минимизировать эффект искусственной трещиноватости.

Методом GRI определяется кпр матрицы породы по изменению давления. Газ гелий закачивается в поровое пространство, кпр оценивается по зависимости падения давления в ячейке от времени. Определяемое значение кпр ограничено и не может быть

более  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Анализ должен проводиться с оценкой наличия и его керогена количества по шлифам и геохимическими методами изоляции. Также обязательно устанавливаются свойства трещин по шлифам и данными испытания скважин (генезис, ориентация, наклон, густота, взаимное пересечение).

В представленной работе показано, как ртутная порометрия измельченных образцов дополняет метод GRI. Она позволяет провести типизацию пород, выделить на уровне поровых каналов закономерности изменения свойств, оценить проницаемость матрицы. С особой осторожностью ртутная порометрия применяется для изучения пород с чувствительными реактивными глинами. Адаптация метода заключается в введении поправки на примыкание для частиц пород, где значительно выражено отношение между площадями поверхности и внешним объемом. Также необходим учет поправок на напряжение, связанную воду глин, смачиваемость и межфазное натяжение.

## Оптимизация дебита нефтяных скважин с высоким газовым фактором на Пякяхинском месторождении

И.С. Кузнецов<sup>1</sup>, С.А. Кузнецов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

**Адреса для связи:** KuznetsovIS@tmn.lukoil.com, KuznetcovSL@tmn.lukoil.com

**Ключевые слова:** газовая шапка, нефть, газоизоляционные технологии, прорыв газа, внедрение

---

На Пякяхинском месторождении залегают транзитные пласты с различным насыщением (газ, конденсат, нефть, вода). Совместное присутствие в пласте нефти, газа и воды, отсутствие надежных глинистых разделов на границе газо- и водонефтяного контактов, определяют осложненные условия разработки нефтегазоконденсатных месторождений. В настоящее время неконтролируемый прорыв газа ведет к недостижению проектного и текущего КИН по месторождению.

Работа посвящена подбору и адаптации оптимальной технологии по снижению газового фактора в нефтяных скважинах Пякяхинского месторождения. Проведен анализ опыта применения существующих газоизоляционных методов, составлена «дорожная карта» по подбору и реализации технологии в области газоизоляционных работ, проведен расчет экономической эффективности технологий.

Существующие эффективные, экономически целесообразные методы снижения газового фактора в нефтяных скважинах делятся на механические и физико-химические.

Механические методы – стандартные методы ремонтно-изоляционных работ с помощью цемента, механических сдвижных муфт, интеллектуальное заканчивание с контролем и управлением зонами горизонтальных стволов с поверхности.

К физико-химическим методам относятся обработки призабойных зон водонефтяными эмульсиями, пенообразующими системами, гидрофобными составами.

Физико-химические методы характеризуются наименьшими затратами и возможностью применения в краткосрочной перспективе, механические – высокой капиталоёмкостью, но и перспективностью, для обоснования которой требуется расчет на гидрогазодинамической модели.

Для технического обеспечения, с целью проведения закачки блокирующих составов, необходима – койлтюбинговая установка или агрегат ЦА-320, а также закупка необходимых химических реагентов.

При составлении дорожной карты выделены следующие этапы:

- подготовка технико-экономического обоснования;
- лабораторные испытания;
- получение проектных решений;
- проведение опытно-промышленных работ;
- внедрение;

Технико-экономическое обоснование применения физико-химических технологий в условиях их реализации.

## **Литолого-фациальная неоднородность сложных коллекторов верхнедевонских рифов Оренбургской области**

**В.В. Кузьмина<sup>1</sup>, Ю.А. Котенёв<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть»

<sup>2</sup>Уфимский гос. нефтяной технический университет

**Адреса для связи:** vkuzmina056@yandex.ru, geokot@inbox.ru

**Ключевые слова:** сложное геологическое строение, литолого-фациальная неоднородность, пустотное пространство

---

В последние годы в результате геолого-разведочных работ, проводимых на Волостновском лицензионном участке (ЛУ), были открыты одиночные рифы франского возраста девонской системы. За 5–6 лет проведено огромное количество исследований, в том числе комплексных данных объектов, представляющих огромный интерес, как для геологии, так и для процесса их разработки. Сложное геологическое строение верхнедевонских одиночных рифов определяется особенностями их происхождения, а также воздействием постседиментационных процессов и заключается в распределении фаций рифового ядра и склона в пределах одного рифового поднятия. Это требует индивидуального подхода к изучению и разработке залежей нефти. Выявлено, что показатели эксплуатации скважин напрямую зависят от их расположения в различных фациальных зонах по всем месторождениям, так как было отмечено различие режимов работы скважин. Одинаковый режим наблюдается в скважинах, пробуренных в фациях рифового ядра. Показатели их эксплуатации резко отличаются от показателей эксплуатации скважин, относящихся к рифовому склону. Однако сложное геологическое строение обусловлено не только сложностью распределения фаций по месторождению, но и разнообразием трещин, пор и каверн. В рифах наблюдаются различные структурно-генетические типы пород продуктивного пласта Дфр2. Пустотное пространство известняков пласта Дфр2 является сложным, что требует дополнительных исследований для более эффективного освоения залежей рифовых коллекторов. В докладе рассмотрена литолого-фациальная неоднородность сложных коллекторов одиночных рифов и приведены рекомендации, где могут применяться данные исследования.



## **Геолого-экономическое обоснование выбора водоносных пластов для закачки и хранения диоксида углерода**

**И.В. Литвинова<sup>1</sup>, к.г.-м.н., А.И. Сурнин<sup>1</sup>, к.г.-м.н., Д.В. Миляев<sup>1</sup>, к.э.н.**  
<sup>1</sup>АО «СНИИГГИМС»

**Адреса для связи:** litvinova@sniiggims.ru, ogec@sniiggims.ru, mdv@sniiggims.ru

**Ключевые слова:** водоносные горизонты, геологическое хранилище диоксида углерода, эколого-экономический индекс

---

Цель работы – утилизация промышленных выбросов CO<sub>2</sub> путем их захоронения в глубокие подземные резервуары-коллекторы.

Серьезной экологической проблемой является загрязнение окружающей среды и атмосферы промышленными выбросами вредных парниковых газов. По данным наблюдений (западные источники) средняя концентрация CO<sub>2</sub> за индустриальный период истории увеличилась более чем на 30 % и это рассматривается широкой мировой общественностью как решающий фактор глобального изменения климата.

Для повышения ESG-показателей (социально-экологических индикаторов бизнеса) промышленникам предстоит адаптировать и внедрять технологии декарбонизации. Одной из наиболее реализуемых технологий с практической точки зрения является улавливание избыточных объемов парниковых газов (углекислого газа, метана и др.) и их захоронение в глубокие геологические структуры.

В работе рассмотрены глубоко залегающие проницаемые горизонты минерализованных пластовых вод (рассолов) в нефтегазоносных интервалах геологического разреза, в качестве потенциальных резервуаров хранения парниковых газов;

- охарактеризованы физические состояния CO<sub>2</sub> в нормальных и пластовых условиях;
- рассмотрена возможность химического взаимодействия CO<sub>2</sub> с вмещающими породами и сопутствующими флюидами в коллекторе;
- определены критические требования выбора подходящих геологических объектов-коллекторов для закачки и надежного хранения углекислого газа в пластовых условиях);
- предложен экономико-математический инструментарий для оценки эффективности внедрения технологий декарбонизации;
- представлен авторский опыт оценки потенциальных геологических хранилищ в Восточной Сибири.

Водоносный горизонт считается пригодным для хранения CO<sub>2</sub>, если обладает пригодными фильтрационно-емкостными параметрами (пористостью, проницаемостью, эффективной толщиной) и надежно экранирован. Эти условия позволяют закачивать

газ в принимающие пласты-коллекторы с высокой производительностью без критического возрастания давления. Флюидоупорная порода (или покрывка) должна перекрывать водоносный пласт, для предотвращения вертикальной утечки газа.

Экономический эффект от повышения ESG-рейтинга в результате утилизации газа в подземном хранилище выражается в снижении ставок по банковским кредитам, а в недалекой перспективе – в снижении трансграничного углеродного налога.

Исследования включали:

1. Региональную геолого-гидродинамическую оценку промышленной территории и выбор перспективных проницаемых коллекторских горизонтов, отвечающих техническим условиям захоронения заданного объема парниковых газов;

2. Геолого-гидродинамический анализ локальных геологических структур на уровне проницаемых пластов и выбор наиболее перспективных геологических объектов для закачки в них газа;

3. Гидродинамическое моделирование закачки в потенциальные объекты-ловушки, прогноз проектных параметров эксплуатации хранилища;

4. Геолого-экономическое обоснование выбора первоочередных объектов закачки, реализуемое методами инвестиционного и порогового анализа с применением математического аппарата агентного моделирования, байесовских сетей и кривых обучения.

Представленный алгоритм геолого-экономического обоснования выбора водоносных пластов-коллекторов для закачки и хранения диоксида углерода является общим может быть применен на всех территориях недропользователей независимо от источника поступления CO<sub>2</sub>.

Так, сравнение эколого-экономических индексов регионов Восточной Сибири: (Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край), с учетом доли выбросов CO<sub>2</sub>, показывает, что наиболее неблагоприятным в экологическом отношении регионом является Красноярский край с выбросами CO<sub>2</sub> до 71620 тыс.тон/год (по данным WWF и Риа-Новости, 2012), что превышает средние данные по стране в 2,8 раза. Подобные регионы становятся пилотными площадками для отработки технологий достижения углеродной нейтральности, в том числе для проектирования, создания и эксплуатации подземных хранилищ CO<sub>2</sub>.

Проекты создания и эксплуатации хранилищ CO<sub>2</sub> должны быть поддержаны надежной правовой и нормативной базой. Очевидной основой для этого может служить существующая нормативная база проектирования и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ).

В каждом конкретном случае результатом должен быть практически применимый комплекс технологических и организационно-правовых механизмов утилизации парниковых газов в подземных хранилищах с сохранением приемлемой нормы рентабельности бизнеса.

*Результат интеллектуальной деятельности получен в рамках гранта по соглашению с Министерством науки и высшего образования Российской Федерации № 075-15-2020-804 от 02.10.2020 (внутренний номер гранта № 13.1902.21.0016)*

## Возможности и перспективы использования микротвердомера МНТЗ в нефтегазовой геологии

Д.В. Митронов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>МГУ им. М.В. Ломоносова

Адрес для связи: mdvcg@yandex.ru

**Ключевые слова:** высокоуглеродистая формация, микротвердомер, поверхностная твердость, модуль упругости

---

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) и нетрадиционные источники углеводородного сырья (НИУВС) приурочены к особым объектам, расположенным в сложных для освоения геологических условиях и требуют применения новых методов и способов поисков, разведки, добычи, переработки или транспортировки, что повышает их себестоимость. В настоящее время в России повышенный интерес вызывают исследования возможности добычи нефти из высокоуглеродистых формаций (ВУФ), таких как бажен, доманик, хадум. Правомерно считается, что ВУФ являются аналогом сланцевых формаций в США. ВУФ характеризуются сложным строением и высокой анизотропией свойств пород, как по вертикали, так и по латерали, что существенно затрудняет поиск и разведку запасов углеводородов.

Главными отличиями ВУФ от традиционных месторождений являются: 1) обязательное применение методов интенсификации нефте- и газоотдачи; 2) основной источник получения подсчетных и расчетных показателей является каменный материал (кern и шлам).

Характерными особенностями пород ВУФ являются, с одной стороны, колебания концентраций минеральных компонентов и органического вещества (ОВ), что обуславливает изменчивость многих параметров, в том числе физико-механических, которые служат главными расчетными параметрами выбора дизайнера и адаптации гидроразрыва пласта как основного метода интенсификации нефте- и газоотдачи, с другой стороны – способность раскалываться на тонкие пластинки (сланцеватость), что затрудняет или делает невозможным получение полноразмерного керна для дальнейших исследований.

В зарубежной практике для изучения таких пород начали применять динамические микротвердомеры нового поколения (например, МНТЗ). Такие приборы позволяют в динамике фиксировать силу и глубину проникновения индентора в материал. Такое динамическое проведение процесса за одно испытание обеспечивает измерение двух важнейших параметров материала – поверхностную твердость и модуль упругости. Испытания можно проводить на аншлифах-штуфах (кусочки керна) или на аншлифах-брикетах (буровой шлам). Метод испытания достаточно прост, требует небольших затрат времени, объектами исследований могут быть или мономинеральные породы (например, карбонаты), или пелитоморфные керогенсодержащие породы.

## **Изучение угленосных отложений верхнепермской системы для оценки потенциала добычи метана угольных пластов в пределах месторождений Центрально-Хорейверского поднятия**

**Р.Р. Мурзина<sup>1</sup>, Д.И. Овчинников<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Адрес для связи:** RMurzina@rvpetro.ru

**Ключевые слова:** метан угольных пластов (МУП), Центрально-Хорейверское поднятие (ЦХП)

---

В связи с прогнозируемым увеличением объемов закачки воды в пласт уже в 2023 г. на месторождениях Центрально-Хорейверского поднятия (ЦХП) ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» (РВП) ожидается значительный рост энергетических нагрузок, а с 2024 г. – уменьшение объемов добычи попутного нефтяного газа (ПНГ). При таком развитии событий РВП года уже через два для обеспечения электроэнергией месторождений ЦХП вынужденно будет перейти с газовой на нефтяную генерацию, которая является не только невыгодной, но и неэкологичной.

Цель данной работы – оценить потенциал добычи метана угольных пластов (МУП) для восполнения объемов газовой генерации месторождений ЦХП на имеющейся инфраструктуре предприятия.

Для проведения исследований в данном направлении есть весомые предпосылки: в шламе 95 % скважин РВП присутствуют угли, выходы метана отмечены в 25 % скважин.

В настоящее время на территории России МУП добывает только «ООО Газпром добыча Кузнецк» в пределах Кузнецкого угольного бассейна. Месторождения ЦХП расположены рядом с Печорским угольным бассейном, и в данном регионе оценка возможности добычи метана из угля проведена впервые.

Тема добычи метана угольных пластов как одного из альтернативных источников газа, является очень актуальной. Привлекательность этого ресурса заключается в низком содержании примесей, использовать МУП можно сразу на месте добычи без дополнительной обработки.

Согласно геофизическим данным угольные пласты залегают на небольших глубинах 1650-2000 м и распространены по всему разрезу месторождений ЦХП. Кроме того, при бурении в верхнепермских отложениях зафиксировано увеличение суммарного газового фона. Содержание метана в газе оценено в 80%.

Для исследования потенциала добычи МУП на Восточно-Сухорийском месторождении пробурена скв. 11310, из которой в интервалах 1977–2004 и 2142–2156

отобраны керн и пробы на сорбцию. Суммарный десорбированный объем газа во всем интервале отбора проб составил порядка 27 дм<sup>3</sup>.

Согласно «Рекомендациям подсчета запасов метана в угольных пластах» выполнен расчет потенциала добычи МУП на месторождениях ЦХП. Метаноемкость, зольность, влажность и плотность угля рассчитаны по данным анализа кернa скв. 11310 Толщины угольных слоев определены по данным геофизических исследований скважин и усреднены на всю площадь месторождений ЦХП. Согласно выполненной оценке, ресурсная база МУП ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» по всем месторождениям составляет 23 млрд м<sup>3</sup>.

## **Обоснование минимального необходимого количества лабораторных исследований для воздействия тепловыми и газовыми методами на пласты верхнеюрских отложений на примере расчета анализа чувствительности в гидродинамической модели адаптированного эксперимента**

**Т.Н. Николаева<sup>1</sup>, Д.А. Метт<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

**Адрес для связи:** Tatyana.Nikolaeva@lukoil.com

**Ключевые слова:** лабораторные исследования, гидродинамическая модель, нефтематеринские породы, верхнеюрские отложения, трудноизвлекаемые запасы

---

В настоящее время перед отечественной нефтяной промышленностью стоит задача по эффективному вовлечению в разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. К таким объектам относятся нефтематеринские верхнеюрские отложения Западной Сибири.

Месторождения верхнеюрских отложений имеют сложное строение, их особенностью является наличие органического вещества (керогена) в скелете породе. Для разработки данных объектов необходима значительная подготовка на стадии опытно-промышленных работ, в том числе проведение большого комплекса экспериментальных исследований, что значительно удорожает эти проекты.

Цель доклада – формирование подхода к выбору и обоснованию минимального и достаточного комплекса лабораторных исследований путем выявления наиболее значимых параметров для создания полномасштабной гидродинамической модели (далее ГДМ) верхнеюрских отложений для качественных расчетов теплового воздействия.

В 2018 г. проведен эксперимент – акватермолиз консолидированного керна верхнеюрских отложений из недренируемой части при ступенчатом сбросе давления при температуре 400 °С в автоклаве для изучения процесса крекинга (термолиза) керогена, а также проведены пиролитические исследования керна до и после эксперимента. В качестве фактических данных предложено использовать сочетание результатов физического моделирования (эксперименты в «автоклаве») и пиролитических исследований.

В симуляторе CMG stars создана гидродинамическая модель (ГДМ) эксперимента, проведена адаптация на данные фактического выхода углеводородов (УВ) из образца, т. е. на значение  $S_2$  в пиролитических исследованиях. Пик  $S_2$  – количество УВ, обра-

зованных в процессе крекинга керогена и смолисто-асфальтеновых веществ (остаточный генерационный потенциал), мгУВ/г породы (приблизительно соответствует пику  $S_2b$ , фиксируемому в режиме Reservoir.) Данный параметр показывает потенциал пласта под воздействием температуры. Уточняющие параметры при адаптации: физико-химические свойства керогена, содержание органического углерода (ТОС), химические уравнения термолиза керогена.

На основе адаптированной ГДМ выполнен анализ чувствительности, рассмотрено влияние различных закладываемых параметров в ГДМ на результаты расчетов. Выявлены наиболее значимые параметры, рекомендуемые для определения лабораторным путем, выбраны параметры, вносящие наименьшие изменения, точными значениями которых можно пренебречь и использовать литературные источники.

Рассмотрены такие параметры, как начальная проницаемость недренируемой части при воздействии температурой, начальная геологическая пористость недренируемой части, молярная масса кокса, молярная масса керогена, плотность керогена, ТОС, массовое соотношение газа, нефти и кокса в уравнении крекинга керогена.

Сделан вывод о возможном оптимальном уменьшении количества исследований на стадии опытно-промышленных работ для пород верхнеюрских отложений и создания ГДМ в условиях минимально допустимого количества исходных данных с получением качественных результатов.

## Оценка влияния неоднородностей среды на рост трещины гидроразрыва

Д.А. Пестов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

**Адрес для связи:** dmitr-ey94@mail.ru

**Ключевые слова:** гидроразрыв, неоднородности среды, рост трещин, конфигурации неоднородности

---

В настоящее время модели гидроразрыва активно развиваются и учитывают значительную часть условий процесса, таких как влияние вязкости жидкости гидроразрыва, утечек жидкости в пласт и поведения проппанта на рост и развитие трещин. В тоже время, многие особенности процесса роста трещин остаются недостаточно исследованными. Одной из таких особенностей является влияние наличия неоднородностей среды и ее дефектов различных конфигураций на скорость и направление роста трещины.

В данной работе представлена модель роста неплоских трещин гидроразрыва в проницаемой неоднородной среде под действием потока вязкой жидкости. В модели совместно решаются задача движения вязкой жидкости в трещине с учетом фильтрации жидкости в породу и задача деформации и разрушения упругой среды с учетом существующих в среде неоднородностей. В качестве неоднородностей используются естественные разломы и трещины. Применяемые методы, включающие метод разрывных смещений, обеспечивают малую вычислительную сложность задачи, а метод адаптивного уточнения сетки позволяет не снижать точность определения направления роста трещины при укрупнении сетки по мере роста трещины. Такой подход дает возможность проводить множественные численные эксперименты для анализа поведения трещины в зависимости от конфигурации неоднородностей среды.

При помощи полученной модели исследовано поведение трещины при встрече с различными конфигурациями неоднородностей среды. Показано, что существующие в среде неоднородности, такие как естественные разломы, области повышенного напряжения или другие трещины гидроразрыва, локально влияют на скорость роста трещины, но могут значительно повлиять на направление ее роста. В области влияния неоднородности возможен поворот трещины, что может привести к ее смещению из изначальной плоскости на расстояние, сравнимое с характерным размером неоднородности. Проведены оценки влияния расстояния до неоднородности и ее ориентации на рост трещины.

*Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант № 19-29-09070 мк).*



## Системная технология как важный элемент рациональной разработки нефтяных месторождений

А.М. Петраков<sup>1</sup>, д.т.н., А.В. Фомкин<sup>1</sup>, д.т.н., С.А. Жданов<sup>1</sup>, д.т.н.,  
Р.Р. Раянов<sup>2</sup>, Е.Н. Байкова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «ВНИИнефть»

<sup>2</sup>АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»

**Адрес для связи:** ampetrakov@vniineft.ru

**Ключевые слова:** системная технология, системное воздействие на пласт, критериальный выбор участков воздействия, нестационарное заводнение, выравнивание профиля приемистости (ВПП) рациональная разработка нефтяных месторождений

---

Начало создания системной технологии относится к середине 80-х годов XX века.

Ее идейным вдохновителем можно считать д.т.н. А.Т. Горбунова, который на начальном этапе сформулировал основные принципы реализации технологии, организовал ее широкомасштабные испытания и внедрение на 73 месторождениях Западной Сибири. Результаты этой работы стали основой для разработки РД 39-0147035-254-88Р, введенного в действие 01.04.1988 г. Дополнительная добыча нефти от применения системной технологии на этих месторождениях оценивалась в 10 млн т.

К следующему важному этапу совершенствования системной технологии можно отнести разработку методики критериального выбора участков воздействия, разработанную в начале 2000-х годов. Данная методика позволила адресно выделять объекты разработки и конкретные участки пласта для эффективно применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и геолого-технических мероприятий (ГТМ).

На основании разработанной методики в рамках реализации системной технологии на более чем 20 месторождениях ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в 2006 г. начаты работы по применению нестационарного заводнения, технологий выравнивания профилей притока и их комплексному использованию. На начало 2021 г. проведены работы на 2702 участках воздействия с применением нестационарного заводнения и 27 технологий ВПП, в результате чего дополнительная добыча нефти составила 2,8 млн т, сокращение отборов попутно добываемой воды – 14,6 млн т, непроизводительной закачки – 20,6 млн м<sup>3</sup>. Чистый доход недропользователя по оценке специалистов ВНИИнефти составил более 4,5 млрд руб. Результаты системных обработок нагнетательных скважин показывают, что прирост извлекаемых запасов составляет 3–10 %.

Составление ежегодных программ по реализации нестационарного заводнения и технологий ВПП и особенно их корректировка в сжатые сроки требовали много рутинной и ручной работы с текущей геолого-промысловой информацией. Поэтому на следующем этапе совершенствования системной технологии разработано программное обеспечение ПО «Системное воздействие на пласт», которое позволяет снизить трудозатраты по подготовке и мониторингу реализации программ МУН и ГТМ в несколько раз.

Разработанные научно-методические подходы и результаты промысловой реализации системной технологии позволяют считать ее важным элементом рациональной разработки месторождений, целью которой является получение максимальных технологических показателей при минимальных экономических затратах.

## **Методологические особенности применения склерометрических и дюрометрических способов исследования керна**

**И.Н. Степанкин<sup>1</sup>, А.В. Халецкий<sup>1</sup>, Р.Е. Гутман<sup>1</sup>, В.М. Ткачев<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>БелНИПинефть, РУП «ПО «Белоруснефть»

<sup>2</sup>ГГТУ им. П.О. Сухого

**Адрес для связи:** [i.stepankin@beloil.by](mailto:i.stepankin@beloil.by)

**Ключевые слова:** исследование керна, предел прочности при одноосном сжатии, Scratch Test, индентирование, геомеханика

---

Целью работы являлась отработка методологии новых неразрушающих способов исследования кернового материала на основе принципов склерометрического и дюрометрического воздействия на горную породу.

Методика испытаний включала испытания скрэйчированием на установке Scratch Test, индентированием циклическим вдавливанием индентора, а также одноосное сжатие на установке для исследования прочностных свойств керна RTR-1000.

Суть работы заключается в многократном механическом воздействии на испытываемый материал путем царапания, а также вдавливания твердого инструмента заданной формы с целью регистрации механических реакций горной породы и их последующей интерпретации для расчета предела прочности при одноосном сжатии (UCS).

Работа отличается оригинальным подходом к интерпретации телеметрических данных скрэйчирования и индентирования. Определяемые значения прочности коррелируют с результатами испытаний стандартными способами лабораторных образцов, изготовленных из тампонажного цемента. Методика защищена патентами Республики Беларусь и Российской Федерации.

Оценка прочностных показателей скрэйчированием осуществляется на образцах керна диаметром от 45 до 120 мм. Для испытаний индентированием можно использовать как полномерные образцы, так и мелкогабаритные частицы бурового шлама с размерами от 3 мм.

Практическое значение новых методов заключается в возможности организации экспресс-анализа прочностных характеристик горных пород с получением данных, коррелирующих с результатами стандартных испытаний. Возможность многократного испытания одного и того же образца без разрушения позволяет получать статистически опосредованную выборку экспериментальных данных с доверительными интервалами, удовлетворяющими значениям коэффициента Стьюдента 0,9 и более.

Комплексный подход к определению характеристик образцов горных пород, основанный на сравнительном анализе данных стандартной методики на одноосное сжатие и инновационных способов неразрушающего контроля, обеспечивает возможность оперативного формирования базы данных свойств литологического разреза с целью последующего построения геомеханических моделей месторождений.

## **Метод поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования режима нагнетания в условиях низкопроницаемых коллекторов**

**А.В. Сяндюков<sup>1</sup>, А.С. Трофимчук<sup>1</sup>, Г.И. Хабибуллин<sup>1</sup>, Д.К. Сагитов, д.т.н.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «УГНТУ»

**Адрес для связи:** syundyukovav@bnipti.rosneft.ru

**Ключевые слова:** трещина автоГРП, низкопроницаемый коллектор, заводнение, система ППД, горизонтальная скважина, забойное давление, пластовое давление, полудлина трещины, периодическая закачка

---

В докладе рассматривается механизм инициации и поддержания полудлины трещины автоГРП в нагнетательных скважинах на длительном промежутке времени с целью обеспечения оптимального процесса заводнения в условиях низкопроницаемых коллекторов. На основе анализа геолого-промысловых данных определены условия работы нагнетательных скважин с учетом развития трещин автоГРП и предложена методика поддержания оптимального режима.

На текущий момент по данным Минэнерго РФ более 65 % балансовых запасов нефти в России от общего объема доказанных запасов на месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, при этом значительная их доля приходится на залежи с низкопроницаемыми коллекторами. Основной сложностью разработки таких коллекторов является обеспечение рентабельного притока нефти к добывающей скважине. Благодаря планомерной работе по вовлечению в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, при сопутствующем развитии технологий и систем разработки с применением гидроразрыва пласта (ГРП) добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов превышает добычу нефти из традиционных коллекторов.

Преимущественное азимутальное распространение трещин автоГРП обусловлено направлением регионального напряженного состояния, которое было определено по данным геофизических исследований месторождений Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции. Актуальные системы разработки учитывают направление регионального напряженного состояния. Данные системы преимущественно расположены параллельно развитию трещин автоГРП для исключения прорывов от нагнетательных скважин к добывающим. Одной из наиболее эффективных и распространенных систем разработки является система горизонтальных добывающих скважин совместно с наклоннонаправленными нагнетательными скважинами в соотношении 1:2. Для данной системы с целью обеспечения эффективного процесса заводнения необходи-

мо поддержание оптимальной геометрии трещины автоГРП что позволит достичь максимального охвата пласта заводнением.

При длительной работе нагнетательной скважины при постоянном забойном давлении, превышающем давление смыкания, возникают сложности с поддержанием оптимальной длины трещины. В процессе нагнетания агента закачки в пласт в условиях низкопроницаемого коллектора значительная доля энергии закачки затрачивается на преодоление сжимаемости системы пласт – флюид, что приводит к увеличению пластового давления в зоне трещины автоГРП. Рост пластового давления в зоне нагнетания, приводит к увеличению давления смыкания трещины автоГРП. Повышение давления смыкания при постоянном забойном давлении нагнетания происходит уменьшение полудлины (деградация) трещины автоГРП. Деградация трещины снижает приемистость скважины вследствие уменьшения числа связанных прослоев участвующих в процессе вытеснения.

Для поддержания оптимальной геометрии трещины автоГРП предлагается использовать метод периодической репрессии. Сущность метода заключается в циклической закачке с обеспечением заданной, оптимальной полудлины трещины автоГРП. Поддержание оптимальной длины техногенных трещин позволит достичь максимального коэффициента охвата с минимальными рисками прорыва воды к добывающим скважинам. Таким образом, накопленная закачка в периодическом режиме будет выше по сравнению с постоянным режимом, при этом разница в накопленной закачке со временем будет увеличиваться.

## Методические подходы к прогнозированию механизма компонентоотдачи пласта при тепловом воздействии

А.А. Терентьев<sup>1</sup>, С.М. Дуркин<sup>1</sup>, К.В. Пчела<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть»

**Адреса для связи:** TerentevAA@samnipi.rosneft.ru, DurkinSM@samnipi.rosneft.ru, PchelaKV@samnipi.rosneft.ru

**Ключевые слова:** термические методы увеличения нефтеотдачи пластов, закачка пара, композиционное моделирование, изменение компонентного состава

---

В настоящее время потенциальные мировые ресурсы тяжелых нефтей и битумов превышают ресурсы традиционных нефтей, причем их удельный вес в структуре углеводородного сырья увеличивается. Мировой опыт освоения залежей высоковязкой нефти и битумов показал, что наиболее перспективными методами их разработки являются термические.

Одним из механизмов повышения нефтеотдачи при паротепловом воздействии, помимо снижения вязкости нефти, расширения нефти под действием температуры, изменения относительных фазовых проницаемостей и подвижностей, является эффект от перегонки нефти с паром и экстрагирования растворителем. Однако данный эффект при прогнозе технологических показателей в гидродинамических моделях с использованием термических методов воздействия в основном не учитывается.

Целью данной работы является анализ влияния разработанной композиционной модели нефти, которая учитывает эффект изменения компонентного состава нефти в зависимости от прокачки различных объемов пара, на динамику технологических показателей разработки на одном из объектов месторождения сверхвязкой нефти по сравнению с однокомпонентной моделью нефти.

В процессе выполнения данной работы была использована проба нефти одной разведочной скважины рассматриваемого месторождения. В лабораторных условиях на насыпной модели проведен эксперимент по вытеснению нефти паром. Начальное массовое содержание компонентов в нефти составляло в %:  $C_1-C_4 - 0$  (дегазированная нефть);  $C_5-C_{10} - 1,99$ ;  $C_{11}-C_{20} - 23,68$ ;  $C_{21}-C_{30} - 20,09$ ;  $C_{31}-C_{40} - 9,58$ ;  $C_{40+} - 44,63$ .

В результате эксперимента выявлено изменение фракционного состава нефти:

- при прокачке менее 1 порового объема пара по составу вытесненная нефть соответствует исходной нефти;
- при продолжении вытеснения нефти паром в количестве около 3 поровых объемов основная фракция углеводородов в выделенной нефти –  $C_{11} - C_{20}$  ( $C_{15} - 90$  %);

- при прокачке пара в количестве порядка 3,8 поровых объемов основная фракция углеводородов в выделившейся нефти –  $C_{13}$  –  $C_{24}$ , при этом массовая концентрация  $C_{18}$  составляет 92 %.

На основе результатов лабораторного моделирования в качестве первого подхода к созданию PVT-модели, примерно была построена гидродинамическая модель композиционной постановки в специализированном программном комплексе Winprop с последующей валидацией численной модели на результаты лабораторного эксперимента. Начальный компонентный состав нефти был разделен на шесть псевдокомпонентов  $C_6$ - $C_{10}$ ,  $C_{11}$ - $C_{15}$ ,  $C_{16}$ - $C_{20}$ ,  $C_{21}$ - $C_{29}$ ,  $C_{30}$ - $C_{40}$ ,  $C_{40+}$  с использованием опции Lumping, что объясняется удобством адаптации изменения компонентного состава в процесс прокачки пара и приемлемой скоростью расчета. В качестве инструмента адаптации изменения компонентного состава нефти была использована настройка констант фазового равновесия псевдокомпонентов в зависимости от термобарических параметров (давления – температуры).

Второй подход разработки PVT-модели заключался в создании однокомпонентной модели, которая не учитывает взаимодействия компонентов друг с другом и, следовательно, не учитывает изменение компонентного состава нефти в отличие от первого подхода к созданию PVT-модели.

Следующим шагом после валидации гидродинамической модели на результаты лабораторных исследований были импорт флюидальной модели в адресную гидродинамическую модель одного из участков месторождения сверхвязкой нефти и расчет прогнозных технологических показателей разработки.

В результате выполненных расчетов выявлено, что при использовании флюидальной псевдокомпозиционной модели нефти, которая учитывает перегонку легких фракций (эффект дистилляции) относительный прирост компонентоотдачи за прогнозный период 30 лет составил около 8 % по сравнению с использованием однокомпонентной модели нефти, не учитывающей механизм перегонки легких фракций.

## **Новый подход к интерпретации результатов лабораторных исследований фильтрации жидкости в низкопроницаемых коллекторах**

**Е.С. Туманова<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (в г. Волгограде)

**Адрес для связи:** katya\_timoxina@mail.ru

**Ключевые слова:** низкопроницаемый коллектор, исследования на керне, нелинейная фильтрация, начальный градиент давления

---

В последние годы в активную разработку вводится все больше месторождений нефти с низкопроницаемыми коллекторами. Известно, что их разработка характеризуется проявлением аномальных свойств пластовых систем. При малых перепадах пластового давления на единицу длины наблюдается отклонение от закона линейной фильтрации. Подтверждением этому служат результаты лабораторных исследований, проведенных как в России (ПАО «НК «Роснефть»»), так и за рубежом (в Китае). Установлено, что фильтрация жидкости начинается после создания определенного начального перепада (градиента) давлений между входным и выходным сечениями керна. Начальный градиент пластового давления является важным технологическим параметром, необходимым для оценки добычных возможностей низкопроницаемых коллекторов.

Цель данной работы совершенствование существующего способа интерпретации результатов лабораторных исследований по определению параметров нелинейной фильтрации.

Определение параметров нелинейной фильтрации является крайне актуальной задачей для разработки всех объектов с низкопроницаемыми коллекторами. Одним из таких объектов является залежь пласта АСЗ месторождения им. В.Н. Виноградова.

На низкопроницаемом керне данного пласта были проведены лабораторные фильтрационные исследования течения пластовой нефти при начальной и 100-ой водонасыщенности, которые подтвердили факт отклонения скорости течения от линейного закона Дарси.

Для обработки результатов исследований предложено понятие общей проницаемости (максимальной), состоящей из «подвижной» и «неподвижной» проницаемостей. Зависимости градиента давления от «подвижной» проницаемости содержат два коэффициента. На основании обработки результатов исследований всей коллекции образцов керна была установлена тесная эмпирическая связь между коэффициентами этих зависимостей.

В работе представлен вывод уравнения начального градиента давления. Получены экспериментальные зависимости начальных градиентов давления от



эффективной проницаемости для нефти и воды. Подтверждено, что зависимость между начальным градиентом давления и проницаемостью коллектора хорошо описывается степенной функцией. Новый подход к обработке лабораторных данных получен путем линеаризации нелинейной части уравнения фильтрации и позволяет использовать все точки исследования по каждому образцу керна. Сравнение градиентов давления, полученных с помощью нового способа интерпретации и ранее предложенным способом экстраполяции линейной части фильтрационной зависимости, показывают их хорошую сходимость.

## Интегрированное моделирование и возможности data science для прогноза перспектив баженовской свиты на Салымской площади

А.С. Угрюмов<sup>1</sup>, А.А. Касьяненко<sup>1</sup>, С.Л. Поветкин<sup>1</sup>, И.А. Санникова<sup>1</sup>,  
А.В. Коломыцев<sup>1</sup>, Б.С. Плотников<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства»

**Адреса для связи:** [ugryumov.as@gazprom-neft.ru](mailto:ugryumov.as@gazprom-neft.ru), [kasyanenko.aa@gazprom-neft.ru](mailto:kasyanenko.aa@gazprom-neft.ru),  
[povetkin.sl@gazprom-neft.ru](mailto:povetkin.sl@gazprom-neft.ru), [sannikova.ia@gazprom-neft.ru](mailto:sannikova.ia@gazprom-neft.ru),  
[kolomytsev.av@gazprom-neft.ru](mailto:kolomytsev.av@gazprom-neft.ru), [plotnikov.bs@gazprom-neft.ru](mailto:plotnikov.bs@gazprom-neft.ru)

**Ключевые слова:** баженовская свита (БС), геологическое моделирование, бассейновый анализ нетрадиционных углеводородных систем, модели машинного обучения, оценка рисков, Салымская площадь

---

Целью исследования являются подсчет запасов баженовской свиты на Салымской площади и оценка рисков с использованием передовых инструментов анализа качества геологической информации и прогнозирования свойств (с применением моделей машинного обучения), а также интегрального анализа результатов геологического и бассейнового моделирования. Исходными данными для 3D геологического моделирования послужили результаты структурной и динамической 3D интерпретации, а также петрофизического моделирования баженовской свиты в единственной поисково-оценочной скважине. Наличие на рассматриваемом лицензионном участке только одной скважины с полным комплексом геофизических исследований не позволяет пойти традиционным путем с построением петроупругой модели и переходом от упругих свойств к целевым фильтрационно-емкостным свойствам, так как отсутствует априорная информация об изменчивости целевых параметров по площади. При этом на ранних этапах геолого-разведочных работ при наличии качественных данных сейсморазведки 3D важно получить прогнозы латеральной изменчивости свойств пласта, так как они критически влияют на дизайн программы опытно-промышленных работ и проектирование разработки. В связи с этим прогноз площадной вероятности эффективных толщин и динамической пористости отложений баженовской свиты был выполнен путем поиска зависимостей между свойствами коллектора и картами упругих свойств (из синхронной инверсии инверсии) с использованием моделей машинного обучения (модель байесовского классификатора). 3D бассейновая модель баженовской свиты была откалибрована по данным температурного каротажа, измерений эффективной пористости, пиролиза после экстракции, карт зрелости органического вещества, газового фактора, плотности и вязкости нефти. Результатами интеграции данных из геологической и бассейновой моделей являются карта геологических запасов и интегральная карта качества ресурсов баженовской свиты на основе эффективных мощностей, вероятности развития природной трещиноватости, насыщения свободными (несорбированными) углеводородами (отражает зрелость и качество органического вещества) и свойств жидкости.

## Технология SPA-WELL и проблемы заводнения нефтяных пластов

Р.Н. Фахретдинов<sup>1</sup>, д.т.н., А.А. Фаткуллин<sup>1</sup>, Г.Х. Якименко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»

Основным методом разработки нефтяных месторождений России является заводнение. Опыт применения заводнения позволяет не только определить его технологические возможности, но и сформулировать проблемы, связанные с этим методом воздействия на пласты. Одна из основных проблем заводнения связана с принципиальной невозможностью достижения полного вытеснения нефти водой. Отдельные прослои не охвачены процессом заводнения, не поглощают воду и, следовательно, из них не вытесняется нефть. Кроме того, обводнение отдельных нефтяных скважин происходит весьма неравномерно, что ведет к появлению нефтенасыщенных зон, не охваченных заводнением.

Вода, наиболее доступное и целесообразное с экономической точки зрения вещество, поэтому новые, более эффективные методы разработки нефтяных месторождений базируются на закачке в пласт воды, но механизм извлечения нефти отличается от механизма обычного заводнения.

В докладе представлен основной опыт и результаты реализованного эффективного решения на основе технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) SPA-Well. Новая водоизоляционная технология SPA-Well (Патент РФ 2723797 от 17.06.2020г.) основана на применении реагента AC-CSE-1313 марка В (ТУ 2458-013-66875473-2013 с изм. № 1, 2, 3), водный раствор которого в пластовых условиях образует вязкопластичный гелевый экран, обладающий повышенными реологическими характеристиками (вязкостью более 10 000 мПа.с).

По результатам выполненных сравнительных расчетов эффективности технологий ВПП на основе ПАА и SPA-Well с использованием секторной геолого-гидродинамической модели на симуляторе CMG установлено, что применение технологии SPA-Well эффективнее применяемых полимерных систем на основе ПАА и сшивателей. Коэффициент охвата воздействием состава SPA-Well в 2 раза выше, чем полимера.

Технология SPA-Well включена в матрицу промышленно-применяемых технологий на месторождениях ПАО «Газпром нефть», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Только в текущем году выполнено более 130 скважино-обработок по технологии SPA-Well, ожидаемый прогнозный технологический эффект – более 1000 т/скв. Прирост добычи от выполненных скважино-обработок превышает на этих же объектах приросты добычи от применения полимерных технологий.

Таким образом, технология SPA-Well, направленная на повышение эффективности заводнения может претендовать на промышленное тиражирование на месторождениях отрасли.

## Применение технологий секвенирования ДНК в исследованиях скважин

Н.М. Шайхутдинов<sup>1</sup>, А.С. Поздышев<sup>1</sup>, Р.Р. Ильязов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Геоном»

<sup>2</sup>АО «ИГИРГИ»

**Адреса для связи:** Nurislam.Shaikhutdinov@skoltech.ru, R\_Ilyazov@igirgi.su

**Ключевые слова:** профиль притока, ДНК секвенирования, микробиомы, исследование скважин, геонавигация, бурение, шлам, контроль эксплуатации скважины

---

Микроорганизмы приспособились жить в любых условиях, в том числе научились выживать под действием экстремальных условий окружающей среды в подземных нефтяных резервуарах, где микробиомные сообщества изолированы от поверхности Земли на протяжении миллионов лет. Нефтяные месторождения содержат широкий спектр экологических ниш для существования множества бактерий и архей.

Методы секвенирования ДНК нового поколения, развившиеся в последнее время, позволяют получить описание геологической формации с помощью анализа целевых генов в ДНК, выделенной из сообществ микроорганизмов, обитающих в данной формации, это совершенно новые методы получения информации о нефтегазовых пластах и составе, содержащихся в них флюидов, способные существенно изменить подход к разведке и разработке месторождений. С недавнего времени технологии секвенирования нового поколения стали активно использоваться при изучении микробиомов нефтяных пластов и нефтеперерабатывающей инфраструктуры нефтяной и газовой промышленности.

В докладе представлены результаты опытно-промышленных работ по определению профиля притока в горизонтальной скважине при ДНК-маркерах микробных сообществ. В основе технологии лежит сравнения бактериальной ДНК из шлама, полученного в процессе бурения, с ДНК микроорганизмов флюидов, полученных в процессе добычи на устье скважины. Из-за высокой избирательности отдельные микробы живут только в определенных физико-химических условиях (солености, нефтенасыщенности, температуре) и могут быть использованы в качестве уникальных природных биомаркеров. Сопоставление ДНК образцов выбуренной породы и добываемого флюида позволяет без остановки процесса эксплуатации и проведения дорогостоящих внутрискважинных работ определить, из какого сегмента горизонтальной скважины поступает основной приток, а также идентифицировать тип поступающего флюида (вода, нефть, газ).

Разработанный подход может иметь практическое применение в определении профиля и состава притока в вертикальных и многозбойных скважинах; осуществлять

мониторинг добычи нефти из портов/зон скважин; определять источник обводнения, а также высота зоны дренирования трещин гидроразрыва при оценке вовлеченного в разработку объема пласта. Также технология может использоваться при мониторинге разработки, трассерных исследованиях и борьбе с микробактериальной коррозией. Таким образом, технологии секвенирования ДНК нового поколения применимы для решения не только биологических задач, но и широкого спектра задач возникающих при бурении и эксплуатации скважин.

## **Регулирование фронта вытеснения в неоднородных пластах путем блокирования высокопроницаемых каналов коллектора набухающей композицией**

**А.Х. Шахвердиев<sup>1</sup>, Д.Т.н., Г.М. Панахов<sup>2</sup>, Э.М. Аббасов<sup>2</sup>, В.Д. Балакчи<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

<sup>2</sup>Институт математики и механики НАН Азербайджана

<sup>3</sup>Институт нефти и газа НАН Азербайджана

**Адреса для связи:** Nurislam.Shaikhutdinov@skoltech.ru, R\_Illyazov@igirgi.su

**Ключевые слова:** профиль притока, ДНК секвенирования, микробиомы, исследование скважин, геонавигация, бурение, шлам, контроль эксплуатации скважины

---

Представленная работа содержит результаты исследований, посвященных разработке блокирующих набухающих композиций для направленного блокирования высокопроницаемых каналов и повышения охвата залежи вытеснением. Классифицируются проблемы роста обводненности в неоднородных по проницаемости пластах, представлены традиционные методы борьбы с прорывом нагнетаемых объемов воды по высокопроницаемым каналам коллектора. Предлагается новая глиносодержащая набухающая композиция для направленного блокирования высокопроницаемых каналов пористой среды, обеспечения потокоотклонения нагнетаемой воды в направлении застойных зон пласта и повышения охвата залежи вытеснением.

# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**международной  
научно-практической конференции**

**Цифровая трансформация  
в нефтегазовой отрасли**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»  
Москва  
2021**

---

# СОДЕРЖАНИЕ

---

## **Аубакиров А.Р.**

Автоматизированная адаптация ГДМ к истории разработки – шаг на пути к цифровому месторождению .....3

## **Бахитов Р.Р.**

Синхронный анализ временных рядов в оценке взаимовлияния скважин и связанности пластовых систем .....5

## **Бахитов Р.Р., Гиндуллин Р.В., Лакман И.А.**

Опыт применения модели DeerAg для прогноза дебита жидкости добывающей скважины .....6

## **Васильев В.С., Тянь В.В., Мокрев А.А., Шакшин В.П.**

Нахождение циклов и влияющих на выбранный участок трубопроводов скважин в гидравлической сети .....7

## **Ельцов И.Н., Нестерова Г.В.**

Многофизические модели и цифровые двойники вскрываемых бурением нефтяных коллекторов.....8

## **Зиннатуллин Д.Ф., Маркин А.П.**

Единое информационное пространство ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», опыт создания и перспективы .....10

## **Ишков А.А.**

Моделирование закачки гелеобразующих систем с учетом изменения их реологических свойств .....12

## **Капустин А.И., Мокрев А.А., Шакшин В.П.**

Оптимизация схем разбуривания кустовых площадок с использованием методов динамического программирования .....13

## **Кириллов А.И., Семигласов Д.Ю.**

Автоматизация многовариантных расчетов при планировании инвестиций в нефтяные месторождения: опыт Ingenix Group .....15

## **Костюченко С.В.**

Новые возможности цифрового гидродинамического моделирования для локализации текущих запасов нефти длительно разрабатываемых крупных нефтегазовых месторождений .....16

## **Миляев Д.В., Бобькина Н.А.**

Предиктивная аналитика на основе геоинформационных технологий и принципов работы с Big Data .....18

## **Мугалев И.И.**

Цифровые паспорта объектов добывающей отрасли .....20



## **Автоматизированная адаптация ГДМ к истории разработки – шаг на пути к цифровому месторождению**

**А.Р. Аубакиров<sup>1</sup>, к.т.н.**

<sup>1</sup> НИПИморнефтегаз СП ВЬЕТСОВПЕТРО

**Адрес для связи:** aubakirov-artur@yandex.ru

**Ключевые слова:** автоматизированная адаптация гидродинамической модели, автоадаптация, гидродинамическая модель (ГДМ), цифровое месторождение, цифровой двойник

---

В нефтегазовом секторе одним из направлений цифровой трансформации, является создание цифрового месторождения. Среднесрочное и краткосрочное планирование разработки месторождений нефти и газа и оценка эффективности реализованных мероприятий осуществляются с использованием постоянно действующих гидродинамических моделей (ГДМ). Однако для принятия ежедневных решений необходим переход к цифровому месторождению.

Адаптация к истории разработки занимает значительную часть времени создания ГДМ, поэтому для обновления цифрового двойника в ежедневном режиме ручной труд нужно минимизировать. В связи с указанным, переход на использование программного обеспечения автоматизированной адаптации ГДМ становится необходимым.

Некоторые существующие в настоящее время программы для автоматизированной адаптации ГДМ зарекомендовали себя с положительной стороны, они позволяют контролировать множество параметров и получать хорошие результаты. Однако из-за многофакторности решения задачи и связанной с этим сложности анализа результатов данные инструменты не находят широкого применения среди пользователей. Альтернативой является автоматизированная адаптация настраиваемых параметров модели отдельными модулями: настройка проницаемости, параметров законтурной зоны, относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и других с проведением предварительного анализа причин расхождения фактических и расчетных значений.

В представленной работе приводится относительно простой и эффективный алгоритм автоматизированной адаптации, позволяющий настраивать параметры работы скважин на фактические данные путем внесения изменений в массив проницаемости. Итерационно по каждой скважине проводится анализ добычи по разрезу, вычисляются множители для каждой вскрытой скважинами ячейки ГДМ. Далее проводится процедура интерполяции/экстраполяции для получения массива модификаторов для проницаемости ГДМ.

Данный алгоритм формализован, реализован в виде программы, апробирован на секторных и полноразмерных ГДМ. Представлена методика тестирования алгоритма автоматизированной адаптации и приведены результаты применения его на ГДМ.

Результаты проведенных расчетов и их анализ показывают, что автоадаптация массива проницаемости с помощью описанного алгоритма, позволяет с высокими точностью и эффективностью заменить ручную правку, причем это методически обоснованно.

На данный момент полный цикл адаптации ГДМ не реализован. В настоящее время ведется разработка программы по подбору объема законтурной зоны и корректировки формы кривых ОФП. Алгоритм определения формы ОФП реализуется с использованием машинного обучения.

После выполнения полного цикла адаптации необходимо добавить модуль машинного обучения, который будет запоминать и анализировать действия специалиста, сводя к минимуму лишние усилия и упрощая создание цифрового месторождения.

## **Синхронный анализ временных рядов в оценке взаимовлияния скважин и связанности пластовых систем**

**Р.Р. Бахитов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет

**Адрес для связи:** rinatb@mail.ru

**Ключевые слова:** временные ряды, синхронный анализ, коинтеграция

---

Ввод в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов требует применения современных цифровых технологий анализа данных, позволяющих извлечь из множества динамических параметров ценную информацию о производственных показателях пласта, включая данные о направлениях фильтрационных потоков и анизотропии геологических свойств его продуктивности.

Для построения адекватных моделей описания, основанных на истории поведения окружающих нагнетательных (и добывающих) скважин целесообразно проводить синхронный анализ временных рядов производственных показателей работы всех скважин. В работе приведены результаты апробирования инструментов прогнозирования, базирующихся на использовании исторических данных о ежедневной динамике добычи нефти, дебита жидкости, забойного, пластового давлений и ряда разницы давлений для всех добывающих и нагнетательных скважин месторождения.

## Опыт применения модели DeepAR для прогноза дебита жидкости добывающей скважины

**Р.Р. Бахитов<sup>1</sup>, Р.В. Гиндуллин<sup>2</sup>, к.ф.-м.н., И.А. Лакман<sup>1</sup>, к.т.н.**

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет

<sup>2</sup>Башкирский гос. университет

**Адреса для связи:** rinatb@mail.ru, gramiz@mail.ru, Lackmania@mail.ru

**Ключевые слова:** прогнозирование, дебит жидкости скважины, авторегрессия, модель DeepAR

---

В настоящее время большинство методов прогнозирования, которые используются в индустрии, были разработаны для прогнозирования отдельных или небольших групп включающих определенные производственные показатели представленные в виде временных рядов. В этом подходе параметры модели для каждого выбранного временного ряда должны оцениваться независимо от результатов прошлых наблюдений для каждого временного ряда. Рассмотрен DeepAR анализ на примере 82 скважин прогноза дебета жидкости добывающих скважин на 30 дней. Данный подход позволил улучшить качество прогнозирования для 54 скважин.

## **Нахождение циклов и влияющих на выбранный участок трубопроводов скважин в гидравлической сети**

**В.С. Васильев<sup>1</sup>, В.В. Тянь<sup>1</sup>, А.А. Мокрев<sup>1</sup>, В.П. Шакшин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть»

---

На современном этапе на месторождении скважинные системы сбора продукции представляют собой сильно разветвленные сети трубопроводов. Вследствие изменения в сетях могут появляться избыточные участки, которые не влияют на работоспособность сетей, но требуют затрат на обслуживание и обеспечение функционирования.

В представленной работе рассматривается задача нахождения «лишних» с точки зрения работоспособности участков сети. Например, можно перестроить сеть с учётом редуцирования циклов и сохранения её параметров, таких как давление на выходе трубы, в ранее заданном диапазоне. Выявление таких участков и проведение модернизации сетей позволят снижать эксплуатационные расходы. Решение задачи может быть адаптировано к любым сетям с ограничениями.

Решение представленной задачи сводится к задаче нахождения циклов в графе и выделении тех участков, которые являются «уникальными» для выбранной системы трубопроводов, представленной в виде графа. Отдельной задачей является нахождение скважин влияющих на выбранную трубу или участок трубопроводов. Например, имеется возможность модифицирования параметров жидкости во влияющей скважине для снижения давления на входе выбранной системы трубопроводов. Алгоритм решения включает использование простого поиска в глубину относительно выбранной начальной трубы.

## Многофизические модели и цифровые двойники вскрываемых бурением нефтяных коллекторов

И.Н. Ельцов<sup>1</sup>, Г.В. Нестерова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ИНГГ СО РАН

**Адреса для связи:** YeltsovIN@ipgg.sbras.ru, NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

**Ключевые слова:** многофизическое моделирование, цифровые двойники, фильтрация, удельное электрическое сопротивление, каротаж, скважина, зона проникновения

---

Целью работы является использование компьютерного моделирования процессов, происходящих в окрестности скважины при бурении, и сигналов каротажных приборов, отражающих эти процессы, для построения цифровых двойников нефтяных коллекторов на основе всех имеющихся данных о коллекторе и особенностей бурения скважины.

Параметрическое описание свойств пласта-коллектора, флюидов, особенностей бурения вместе с полученными в результате компьютерного моделирования изменяющимися со временем полями водонасыщенности, минерализации пластовой воды, удельного электрического сопротивления (УЭС) в зоне проникновения фильтра бурового раствора составляют цифровую многофизическую модель пласта. По мере дополнения модели рассчитанными синтетическими сигналами каротажных приборов, информационными связями с базами данных о свойствах нефтей и данных измерений на образцах пород, результатами геофизических и геолого-технических исследований модель приближается к цифровому двойнику изучаемого пласта.

Разработанный инструментарий позволяет моделировать сценарии бурения и первичного вскрытия пластов и в дальнейшем более точно на основе многофизической (то есть физически обоснованной и потому достоверной) модели оценивать фильтрационно-емкостные характеристики нефтяных коллекторов, являющиеся входными параметрами цифровой модели. По данным комплекса геофизических и геолого-технологических измерений и коллекции ранее созданных цифровых моделей становится доступна информация об эволюции прискважинной зоны во время бурения и других работ в скважине.

Специалисты могут увидеть, как свойства пласта, бурового раствора и пластовых флюидов, а также режим работы скважины воздействуют на нефтяной коллектор и его эволюцию во времени. Цифровые модели наглядно иллюстрируют, как изменяется прискважинная зона в процессе бурения, и как те или иные параметры среды могут влиять на показания каротажных зондов. Таким образом, расширяются доступные интерпретатору средства моделирования, позволяющие приближать-

ся к созданию цифрового двойника пласта. Для этого продолжают разрабатываться средства автоматизации потоков данных между физическим объектом и его цифровым аналогом.

Областью применения цифровых моделей является оценка характеристик нефтяных коллекторов, особенно при сложных условиях залегания пластов, наличием нефтей с аномальными физико-химическими свойствами, когда стандартные методики не работают. В этом случае целесообразно проанализировать сценарии бурения, подбирая режимы и определяя влияние информационно значимых параметров на изменения прискважинной зоны и ожидаемые показания каротажных зондов.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0015 «Реалистичные теоретические модели и программно-методическое обеспечение геоэлектрики гетерогенных геологических сред».

## **Единое информационное пространство ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», опыт создания и перспективы**

**Д.Ф. Зиннатуллин<sup>1</sup>, А.П. Маркин<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

**Адреса для связи:** Daniil.Zinnatullin@lukoil.com, Artem.Markin@lukoil.com

**Ключевые слова:** единое информационное пространство, информационные системы, управление проектами, управление данными, эффективность информационных технологий, интеграция информационных систем, бизнес-процессы

---

С начала образования в 2010 г., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» последовательно проводил работы по автоматизации значимых для Общества производственных и управленческих бизнес-процессов. А с 2017 г. началась активная фаза по оформлению всех выделенных бизнес-процессов в единое информационное пространство Общества (далее ЕИП) в виде проектов по развитию и интеграции ключевых информационных систем. Кроме того проводилась работа по формированию понятия ЕИП у персонала, в результате которой в начале 2018 г. была оформлена Концепция ЕИП Общества, определяющая основные направления развития информационных систем Общества, закрепляющая ответственность за развитие разделов информационного пространства и их интеграцию как между собой, так и с внешними корпоративными системами. В рамках нашего ЕИП функционируют:

- ERP на платформе 1С:Предприятие;
- офисный документооборот исключая бумажные документы (на платформе 1С);
- децентрализованная система управления геолого-геофизическими и промышленными данными;
- технический документооборот;
- система управления кадрами;
- система планирования и контроля научно-производственных проектов (на платформе ФОРСАЙТ);
- система управление знаниями;
- порталные решения, поддерживающие информирование и коммуникации;
- единая информационно-технологическая инфраструктура Общества, обеспечивающая легкий доступ к специализированному программному обеспечению с любого рабочего места;

Созданное единое информационное пространство Общества обеспечило:

- повышение производительности труда и скорости принятия управленческих решений у производственного и управленческого персонала;
- переход на электронный документооборот в тех бизнес-процессах, которые были определены в Обществе;



- автоматизацию постоянных операций по сбору, обработке информации и подготовке отчетов;
- доступность информации и ИТ-ресурсов с соблюдением норм информационной безопасности;
- повышение качества производственных и управленческих данных.

Также, благодаря ЕИП Общество, рационального использования ИТ-ресурсов (лицензии специализированного программного обеспечения, кластерные мощности, объемы работы вспомогательных служб), получило вполне реальный экономический эффект, выражающийся в сотнях миллионов рублей.

С 2020 г., Общество поменяло подход к развитию ЕИП: был проведен сбор цифровых инициатив от специалистов, с целью определения точек роста организации изнутри. Около 80 инициатив было представлено по всем направлениям деятельности, но большая часть сводилась к роботизации рутинных операций. После проведения ранжирования инициатив согласно разработанным критериям был определен пул из 34 приоритетных инициатив, реализация которых позволит и далее повышать эффективность деятельности Общества.

Кроме этого, в конце 2020 г. при участии консультантов ООО «Ай Си Эс Консалтинг» была разработана и принята обновленная Концепция развития ЕИП Общества, учитывающая корпоративные и мировые тенденции в промышленности и ИТ. В ней сформулированы новые цели и задачи ЕИП, определены подходы к формированию ЕИП как элемента операционной модели Общества. ИТ-архитектура будет выстраиваться на основании существующих способов коммуникации и функционирующих информационных систем, которыми уже пользуются сотрудники. В настоящее время происходит формализация операционной модели Общества (детализируются бизнес-процессы, каталог сервисов, модели бизнес-процессов оказания сервисов, операционные карты/инструкции по выполнению бизнес-процессов оказания сервисов, проводится оценка трудоемкости оказания сервисов). По направлению «Интегрированное моделирование» описаны сервисы «Актуализация интегрированной модели» и «Построение интегрированных моделей». Формируется техническое задание на детальную проработку архитектуры, функциональности, других параметров новой ЕИП и инфраструктуры для него.

В соответствии с этими требованиями будет выбрана платформа для реализации цифрового ЕИП. В настоящее время разрабатывается документация для пилотной эксплуатации сервисной модели по направлению бизнес-процесса «Интегрированное моделирование». Она включает каталог сервисов и модели рабочих процессов, операционные карты и инструкции. Результаты пилотной эксплуатации будут учтены при подведении промежуточных итогов и актуализации планов и дорожной карты по развитию ЕИП. Затем начнется формализация сервисов по другим направлениям.

Ожидается, что это позволит не только упростить и ускорить действующие бизнес-процессы, но и совершенствовать их. Для этого в ЕИП предусмотрен процесс «Управление совершенствованием сервисов», который обеспечивает выдвижение цифровых инициатив – формализованных предложений по повышению эффективности внутренних процессов Общества либо по улучшению качества и расширению спектра предоставляемых заказчику сервисов за счет внедрения новых ИТ-решений, технологий и изобретений.

## Моделирование закачки гелеобразующих систем с учетом изменения их реологических свойств

**А.А. Ишков<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

**Адрес для связи:** [IshkovAA@tm.lukoil.com](mailto:IshkovAA@tm.lukoil.com)

**Ключевые слова:** математическое моделирование, гелевая композиция, гелеобразование, фактор остаточного сопротивления

---

В настоящее время основным методом добычи углеводородов является заводнение, при реализации которого появляется ряд проблем, одна из которых выражается в прорывах нагнетаемой воды от нагнетательных скважин к добывающим по прослоям с низким фильтрационным сопротивлением. Данная проблема решается путем применения потокоотклоняющих технологий, направленных на кольматацию этих прослоев. В результате происходит выравнивание профиля приемистости, что способствует увеличению коэффициента охвата пласта заводнением и более равномерному вытеснению нефти водой.

На текущий момент наибольшее распространение в России для воздействия на пласт получили гелевые композиции на основе ПАА в качестве

1) составов, загущающих нагнетаемую воду, что уменьшает соотношение подвижностей между водой и нефтью;

2) сшитых полимерных систем.

В настоящей работе рассматриваются составы на основе ПАА со сшивателем на основе ацетата хрома (АХ). Целью работы является разработка инструмента для расчета закачки потокоотклоняющих составов на основе ПАА со сшивателем АХ с возможностью оценки эффективности дизайна закачки (объем и концентрация оторочек композиции).

В рамках работы был создан программный продукт Injection Gel Design, предназначенный для моделирования закачки гелевых композиций на основе полимеров в пласт с учетом кинетики их реологических свойств в зависимости от времени и температуры. Изменение фильтрационно-емкостных свойств породы-коллектора реализовано путем регулирования фактора остаточного сопротивления. После закачки композиции в пласт возникают эффекты деструкции гелевой композиции за счет влияния пластовой температуры, окисления геля и его синерезиса.

В программном продукте Injection Gel Design реализованы следующие модули (функции):

1) сшивания гелевой композиции за счет химической реакции от времени;

2) сшивания гелевой композиции от температуры;

3) формирования матрицы факторов остаточных сопротивлений для учета влияния геля на призабойную зону пласта;

4) разрушения гелевого экрана от времени.

С помощью данной программы путем моделирования удалось добиться оптимизации объемов закачки для разных участков залежей. В настоящее время программа используется как один из инструментов по выбору участков для закачки гелевых композиций.

## Оптимизация схем разбуривания кустовых площадок с использованием методов динамического программирования

А.И. Капустин<sup>1</sup>, А.А. Мокрев<sup>1</sup>, В.П. Шакшин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть»

**Адрес для связи:** KapustinAI@samnipi.rosneft.ru

**Ключевые слова:** схема разбуривания, кустовая площадка, динамическое программирование

---

Одной из важнейших задач разработки месторождения является определение оптимальной схемы разбуривания, которая характеризуется длиной куста скважин и расстоянием между соседними скважинами. Длина куста варьируется между максимальным значением, когда все скважины расположены через 15 м, и минимальной, когда скважины разбиты на четверки. В случае минимальной длины куста минимальными будут и затраты на отсыпку песка, однако в этом случае продолжение работ и ввод в эксплуатацию уже пробуренной скважины возможны только тогда, когда буровая установка завершит бурение соседней скважины. Таким образом, наиболее оптимальной схемой с точки зрения экономической эффективности может оказаться схема с промежуточными цифрами метража.

Для определения оптимального варианта разбуривания кустовой площадки необходимо наличие программного инструмента, который мог бы позволить автоматизировать поиск оптимальной схемы за счет сдвижки – изменения расстояния между скважинами относительно друг друга.

Входными данными являются: расстояния между скважинами (обычно 6 и 15 м), последовательность их бурения, начальный профиль добычи и дата начала добычи для данного профиля, так же стоимость нефти на момент расчета, ставка дисконтирования и другие данные, необходимые для расчета экономической модели. При подборе вариантов различных расстояний между скважинами появляется возможность сдвижки профиля добычи, при которой исходная дата начала добычи по конкретной скважине может меняться, в результате чего будут меняться показатели экономической эффективности добычи всего куста в целом.

Для куста из 24 скважин с учетом ограничений на число скважин в группе возможно примерно 4 млн вариантов схем разбуривания. Таким образом, на определение оптимальной схемы разбуривания путем полного перебора может уйти значительное время.

В данной работе рассматриваются методы оптимизации подбора наилучшей схемы разбуривания с учетом максимизации чистого дисконтированного дохода (NPV),

использующие полный перебор с сохранением кэша для повторяющихся входных данных, а также идеи динамического программирования – рекурсивной методики, позволяющей составить оптимальную схему путем разбиения куста на схемы меньшего размера, также разбуренные оптимальным образом.

Результатом работы реализованного калькулятора схем разбуривания являются варианты с максимальным значением NPV. Для решения задачи использовался оптимизированный алгоритм полного перебора, а также алгоритм, основанный на двумерном динамическом программировании.

## **Автоматизация многовариантных расчетов при планировании инвестиций в нефтяные месторождения: опыт Ingenix Group**

**А.И. Кириллов<sup>1</sup>, к.т.н., Д.Ю. Семигласов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Индженикс Групп»

**Адреса для связи:** Kirillov@ingenix-group.ru , D.Semiglasov@ingenix-group.ru

**Ключевые слова:** геолого-разведочные работы (ГРП), технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти ТЭО КИН, Ingenix Cost Evaluator, сценарий разработки

---

Цель работы – автоматизировать процесс расчетов показателей разработки применительно к перспективному планированию инвестиций в новые нефтегазовые проекты.

Как правило, для вновь открываемых нефтяных месторождений объем геолого-геофизической информации недостаточен, что лишает инвестора возможности проведения полноценной экономической оценки. Для мелких месторождений нефтяные компании ограничиваются рассмотрением только геолого-технических параметров или оценкой по различным мультипликаторам.

При этом инвестор часто не может тратить много времени даже на экспресс-анализ всех возможных альтернативных проектов для инвестирования в регионе.

На основании собственного опыта по составлению технико-экономического обоснования (ТЭО) авторами проведен анализ коэффициентов извлечения нефти (КИН), систем разработки, темпов отбора по нефтяным регионам Российской Федерации.

На базе полученной информации созданы геологическая база знаний и автоматизированный модуль Ingenix Cost Evaluator, предназначенный для расчетов технологических показателей разработки на основе известных геологических запасов рассматриваемого участка недр. Определение потенциальных извлекаемых запасов нефти выполняется через (КИН). КИН оценивается по авторским статистическим зависимостям, полученным для геолого-физических характеристик любого рассматриваемого региона. Расчет годовой добычи нефти и жидкости проводится по авторским зависимостям темпов отбора и характеристик вытеснения, фонда скважин – через плотность сетки скважин и систему разработки, закачку воды – через компенсацию отборов. Авторами реализовано автоматизированное выполнение нескольких сценариев разработки.

# Новые возможности цифрового гидродинамического моделирования для локализации текущих запасов нефти длительно разрабатываемых крупных нефтегазовых месторождений

С.В. Костюченко<sup>1</sup>, д.т.н.

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Адрес для связи:** SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

**Ключевые слова:** крупные месторождения нефти, поздние стадии разработки, локализация текущих запасов нефти, динамические фазовые проницаемости, цифровые гидродинамические модели, секторные модели, сопряжение секторных моделей

---

Крупные длительно разрабатываемые месторождения нефти характеризуются падением добычи нефти, высокой обводненностью скважин, локализацией значительных текущих извлекаемых запасов нефти в межскважинных пространствах пластов. Это требует от гидродинамических моделей (ГДМ) возможности расчета целиков нефти, локализаций текущих запасов нефти и текущего охвата их вытеснением; полномасштабного, детального и реалистичного моделирования; оценки качества моделирования по достоверности прогнозов.

## 1. Расчет целиков нефти и локализации текущих запасов нефти

Возможности традиционных ГДМ и симуляторов ограничены линейным законом фильтрации Дарси. Для многофазной фильтрации в пористых средах это приводит к применению статических относительных фазовых проницаемостей (ОФП), зависящих только от свойств коллектора и пластовых флюидов, но не от скорости их фильтрации.

Расчет целиков нефти, локализаций текущих запасов нефти и текущего охвата вытеснением возможен в моделях с динамическими ОФП. В этом случае критическая нефте- и водонасыщенность, фазовые проницаемости для нефти, воды и газа зависят от скорости фильтрации пластовых флюидов. Гидродинамические модели с динамическими ОФП можно построить для традиционных симуляторов (РН-КИМ, Eclipse и др.), однако для этого необходимо организовать специальный вычислительный процесс, в котором симулятор в динамическом режиме рассчитывает поля пластовых давлений, насыщенностей, потоков пластовых флюидов и концевых точек ОФП, масштабирует ОФП.

Апробация этого метода показывает, что переход от моделей со статическими ОФП к моделям с динамическими ОФП позволяет реализовать в цифровых ГДМ новые возможности расчета целиков нефти, дренируемых и недренируемых запасов нефти и текущего коэффициента охвата вытеснением запасов нефти.

## **2. Полномасштабные модели с детальностью секторных моделей**

Для совершенствования систем разработки крупных нефтегазовых месторождений необходимо построение полномасштабных цифровых ГДМ с большим числом расчетных ячеек. Такие модели позволяют решать задачи на исходных сетках геологических моделей, для коллекторов с двойной средой, для систем горизонтальных и многозабойных скважин, для тепловых, газовых, водогазовых воздействий и др.

Один из способов решения проблем полномасштабного моделирования – разделение больших моделей на секторные модели. Целостность моделируемого объекта необходимо обеспечивать сопряжением потоков флюидов, полей давлений и насыщенностей на границах смежных секторных моделей – на каждом временном шаге моделирования. Известная опция симуляторов Flux Boundary Conditions решает эту проблему не в полной мере. Полное решение проблемы возможно только при итерационном сопряжении краевых условий на границах смежных секторных моделей.

Использование технологии сопряжения секторных моделей позволяет:

а) решать “нерешаемые” ранее задачи: моделировать гигантские месторождения без ограничений по числу и размеру расчетных ячеек; комплексировать несколько разнородных секторных моделей; встраивать секторные модели с произвольной расчетной сеткой в ранее созданные модели.

б) Ускорять и упрощать решения задач полимерного заводнения, расчета целиков нефти, распараллеливания расчетов на кластерах и в сети компьютеров, а также работы в проектных группах.

## **3. Оценка достоверности прогнозов моделей**

Прогнозы ГДМ не всегда достоверны. Вследствие низкой изученности объектов, недостоверной истории работы скважин, некорректных исходных геологических концепций и геомоделей, несовершенства адаптации ГДМ, ошибок численных расчетов и др. Общепринятые средства оценки качества адаптации моделей не позволяют оценить достоверность прогнозов ГДМ, однако это можно сделать, оценив достоверность воспроизведения коэффициентов продуктивности скважин в ГДМ, выполнив расчеты на ГДМ при управлении скважинами по обоснованным забойным давлениям.

Таким образом, предложены новые возможности цифрового гидродинамического моделирования для решения задач локализации текущих запасов нефти длительно разрабатываемых крупных нефтегазовых месторождений.

## **Предиктивная аналитика на основе геоинформационных технологий и принципов работы с Big Data**

**Д.В. Миляев<sup>1</sup>, Н.А. Бобыкина<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>АО «СНИИГГИМС»

**Адреса для связи:** mdv@sniiggims.ru, bobykina@sniiggims.ru

**Ключевые слова:** геоинформационная система, база данных, геологоразведочные работы, Big Data

---

Комбинация геоинформационных технологий и систем предиктивной аналитики позволяет решать прикладные задачи геологоразведки, повышая точность прогнозов и, как следствие, обоснованность управленческих решений.

При постановке поисково-разведочных работ, в том числе при определении глубин залегания и эффективных толщин продуктивных горизонтов, свойств коллекторов, условий рентабельного освоения залежей высокая цена ошибки, обуславливает целесообразность внедрения предиктивных подходов, способных повысить точность оценок. В частности таким подходом является вовлечение в анализ намного большего объема данных, чем классически используется геологом-интегратором. Комплексование всей накопленной информации по нефтегазозоному бассейну или провинции с учётом ее частичной неполноты, бессистемности и разнородности реализуется с помощью геоинформационных модулей и алгоритмов big data.

В работе рассматриваются возможности обработки и интерпретации данных посредством применения авторских аналитических надстроек к крупнейшей геоинформационной системе по Сибири и Дальнему Востоку России.

1. Переобработка первичных материалов по скважинам для выявления низкоомных, маломощных, переслаивающихся продуктивных интервалов. В основе технологии – переход от одномерной модели среды к двумерной, в которой при оценке свойств каждого показания каротажа не только напротив него, но и напротив соседних интервалов. Вычислительная сложность нивелируется применением искусственных нейронных сетей, обученных на множестве скважинных данных, которые позволяют аппроксимировать зависимости между параметрами среды и электрического каротажа сигналами.

2. Оценка технологических инноваций, в частности по внедрению систем снижения выбросов углекислого газа. Это специфическая задача инвестиционного планирования, связанная с применением порогового анализа, построением байесовской сети и кривых обучения. Накопленная аналитическая база знаний дает ретроспективную основу для формирования упомянутых кривых обучения и «переноса трендов» на исследуемый процесс развития производства.

3. Обоснование грузопотоков проектируемой железнодорожной линии, формируемых при добыче минерального сырья. Сложность заключается в достижении



полноты базы данных по месторождениям и рудопроявлениям в зоне влияния железной дороги, поиске рентабельных схем совместной отработки сближенных геологических объектов, учете множества ограничений данной логистической задачи. В то же время детальность и достоверность исходных данных позволили построить непротиворечивую динамику грузопотоков с конкретными точками отгрузки и точками «погашения».

Новизна каждой представленной задачи заключается в вовлечении в анализ, на первый взгляд, второстепенных данных, не связанных напрямую с объектом изучения, но в итоге, позволяющих повысить достоверность прогноза. Для первой задачи это подтверждено апробацией на Имилорском, Тельвинско-Русскинском, Средневилюйском и ряде других месторождений, для второй – имитационным моделированием на тестовых выборках, для третьего – защитой результатов на НТС заказчика.

Перечисленные задачи не задействуют big data в их традиционном понимании, но переносят те же принципы и даже аналитические инструменты на прикладные информационные массивы геологической и смежных с ней отраслей.

*Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (РНФ), грант №19-18-00170.*

## Цифровые паспорта объектов добывающей отрасли

И.И. Мугалев<sup>1</sup>, к.т.н.

<sup>1</sup>АО «ОТ-ОЙЛ»

**Адреса для связи:** [imugalev@ot-oil.com](mailto:imugalev@ot-oil.com)

**Ключевые слова:** цифровые паспорта, цифровые объекты, цифровые двойники, цифровизация нефтедобычи

---

Российская Федерация является одной из ведущих стран по уровню промышленного производства и объемам добычи полезных ископаемых. Динамика цифровизации этих отраслей за последние десятилетия развивалась стремительно. Однако, помимо увеличения эффективности, это привело и к образованию большого количества информационных систем, накопивших значительные объемы данных в разных форматах об одних и тех же частях активов.

С учетом того, что в современном мире усиливается тенденция принятия решений на основе цифровых данных, предлагается реализация концепции «цифровых паспортов», – когда информация по каждому активу на всем протяжении его жизненного цикла собирается (виртуально или физически) из разных систем в единое целое. Нормализованная по единым правилам информация становится доступной в унифицированном виде для всех пользователей и систем, позволяя принимать решения или решать задачи, базируясь на едином для всех наборе цифровых данных, независимо от места их хранения.

В докладе рассмотрены примеры реализации таких паспортов для нефтегазовой промышленности.