

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.1-21>

УДК 551.248.1

**Неоднородности литолого-минералогического состава  
нижнеберезовской подсвиты Медвежьего и Харампурского  
месторождений**

*Нассонова Н.В., Яновский Д.В., Новоселова М.Ю., Гордеев А.О.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**E-mail: NVNassonova@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** Содержание ОКТ фазы, кварца, монтмориллонита, глауконита в породах нижнеберезовской подсвиты Харампурского и Медвежьего месторождений отличается в несколько раз. Исследования выполнялись в разных лабораториях, но результаты отражают общую тенденцию. Установлена связь минералогического состава (ОКТ фазы и кварца) с амплитудой тектонических движений и связь содержания кварца с содержанием глин. На Харампурском месторождении в нижнеберезовской подсвите установлены литогенетические и тектонические трещины. Интенсивность тектонических трещин максимальна в пласте НБ1. Содержание глин в пластах НБ увеличивается от 19% на Харампурском месторождении до 30% на Медвежьем. Высказано предположение, что повышенное содержание глин связано с влиянием через проливы на верхнемеловой Западно-Сибирский бассейн других коньяк-сантонских морей.

**Ключевые слова:** *Харампурское месторождение, Медвежье месторождение, нижнеберезовская подсвита, глинисто-кремнистый коллектор, ОКТ-фаза, кварц, РСА-рентгеноструктурный анализ, кластеры микротрещин, тектонические процессы, Трансевразийский сдвиг*

**Для цитирования:** Нассонова Н.В., Яновский Д.В., Новоселова М.Ю., Гордеев А.О. Неоднородности литолого-минералогического состава нижнеберезовской подсвиты Медвежьего и Харампурского месторождений//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.1-21. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.1-21>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.22-34>

УДК 551.762

**Влияние структур горизонтального сдвига на геологическое строение  
верхнеюрских отложений Харампурского и Фестивального  
месторождений**

<sup>1</sup>Зинченко К.К., <sup>2</sup>Попружук А.П.

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

<sup>2</sup>ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

**E-mail: [kkzinchenko@tnnc.rosneft.ru](mailto:kkzinchenko@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В статье были изучены структуры горизонтального сдвига (СГС) в осадочном чехле верхнеюрских отложений на примере Харампурского и Фестивального месторождений.

В ходе работы был проведен анализ СГС и их влияние на геологию и разработку месторождений, выделены перспективные зоны, зоны риска для бурения и представлены рекомендации для разработки месторождений с наличием СГС.

**Ключевые слова:** *субгоризонтальный сдвиг; структуры горизонтального сдвига; кулисообразные разломы*

**Для цитирования:** Зинченко К.К., Попружук А.П. Влияние структур горизонтального сдвига на геологическое строение верхнеюрских отложений Харампурского и Фестивального месторождений//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.- С. 22-34. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.22-34>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.35-54>

УДК 553.98(571.1)

## Своеобразие рассеянного углефицированного вещества пластов Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>1</sub> Ем-Еговской площади Красноленинского свода

<sup>1</sup>Рязанова Т.А., <sup>2</sup>Хасанов Р.Р.

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

<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**E-mail: taryazanova@tnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** Проведен сравнительный анализ микрокомпонентного состава органического вещества и его катагенетической преобразованности в пластах верхнеюрских пород Ем-Еговской площади Красноленинского свода Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Впервые в обширной коллекции из 304 образцов 11 скважин Ем-Еговской площади изучен микрокомпонентный состав фрагментов концентрированного (углистого) органического вещества верхнеюрских пород тутлеймской и абалакской свит. Впервые проведены замеры отражательной способности витринита (псевдовитринита) в этих пластах и уточнена характеристика обстановок осадконакопления. Намечены наиболее вероятные направления потоков миграции углеводородов.

**Ключевые слова:** *углистое вещество, микрокомпонентный состав, обстановки осадконакопления, отражательная способность витринита, катагенетическая преобразованность, марки углей, генерация углеводородов*

**Для цитирования:** Рязанова Т.А., Хасанов Р.Р. Своеобразие рассеянного углефицированного вещества пластов Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>1</sub> Ем-Еговской площади Красноленинского свода//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.35-54. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.35-54>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.55-69>

УДК 553.98(571.1)

**Особенности выделения флюидоупоров в разрезе с целью локализации и довыработки остаточных запасов нефти на примере группы пластов АВ4-5 Самотлорского месторождения**

<sup>1</sup>Смирнов Д.С., <sup>1</sup>Шкитин А.А., <sup>1</sup>Лиходед И.А., <sup>1</sup>Архипова Е.Л., <sup>2</sup>Писарев Д.Ю.

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

<sup>2</sup>АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

**E-mail: elarkhipova@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** Объект АВ4-5 Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения отличается наличием в геологическом разрезе четко выделенного высокопродуктивного тела монолитного строения, а также присутствием низкопроницаемых тонкослоистых коллекторов неоднородных, как по площади, так и по разрезу. Запасы монолитной части разреза практически выработаны и их структура напоминает очаговую локализацию, что значительно усложняет процесс планирования ГТМ.

Авторы работы провели детальный анализ геологического строения и характера вскрытия разреза, оценили эффективность результатов выполнения ГТМ последних лет. Выявлено, что, в основном, запасы локализуются в кровельной части с ухудшенными свойствами, а также в подошвенной части разреза при наличии глинистой перемычки с толщиной более 1 м, отделяющей высокопродуктивную монолитную часть.

Целью данной работы является комплексное изучение текущего состояния выработки запасов объекта АВ4-5, для последующего эффективного планирования мероприятий, переосмысление структуры разреза, характера его вскрытия и как следствие планирование работ по перекорреляции пачек объекта.

**Ключевые слова:** Самотлорское месторождение; глинистые перемычки; конусообразование; объект АВ4-5; монолитный объект; разделение разреза на пачки; перекорреляция; анализ разработки; анализ вскрытия; поздняя стадия разработки месторождения; локализация остаточных запасов; планирование программы ГТМ

**Для цитирования:** Смирнов Д.С., Шкитин А.А., Лиходед И.А., Архипова Е.Л., Писарев Д.Ю. Особенности выделения флюидоупоров в разрезе с целью локализации и довыработки остаточных запасов нефти на примере группы пластов АВ4-5 Самотлорского месторождения//Нефтяная провинция.- 2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.55-69. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.55-69>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.70-93>

УДК 622.276.5:658.018.2

## Технология регулирования и оптимизации нефтегазодобычи в режиме реального времени

<sup>1</sup>Аржиловский А.В., <sup>1</sup>Поспелова Т.А., <sup>1</sup>Харитонов А.Н., <sup>1</sup>Стрекалов А.В.,  
<sup>1</sup>Дерюшев Д.Е., <sup>1</sup>Лопатин Р.Р., <sup>1</sup>Трушников Д.Н., <sup>2</sup>Лознюк О.А., <sup>2</sup>Архипов Ю.А.

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

<sup>2</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**E-mail: dederyushev@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** На современном этапе развитие нефтегазовых компаний напрямую связано с их цифровой трансформацией, включающей применение прорывных технологий, видоизменяющих бизнес-процессы за счет замещения или дополнения человека. По мнению авторов, важной составляющей этого процесса, которая должна обеспечить существенное повышение эффективности добычи углеводородов, является интеллектуализация промыслов.

Для решения данной задачи специалистами ПАО «НК «Роснефть» предложена технология регулирования и оптимизации нефтегазодобычи (РН-ТРОН), которая предусматривает создание распределенной системы управления газовым (газоконденсатным) промыслом в составе:

- система автоматического управления промыслом (САУП) – программно-аппаратный комплекс для оптимизации работы всего промысла;
- локальные системы автоматического регулирования (САР) - программно-аппаратные комплексы для поддержания заданных САУП режимов скважин;
- автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП), обеспечивающая дистанционный контроль и регулирование процессов добычи и подготовки газа.

САУП физически размещается в диспетчерском пункте УКПГ промысла, САР скважин - в блоках автоматики кустовых площадок.

Ядром САУП является быстродействующий динамический цифровой двойник промысла, работающий совместно с модулями валидации, автоадаптации и оптимизации для выбора обоснованного оптимального сценария управления. Технология предусматривает последовательную реализацию следующих основных функций:

- автоматическую валидацию (контроль) поступающих фактических данных и отбраковку недостоверной информации;
- автоматическую адаптацию (настройку) цифрового двойника в реальном времени на достоверные фактические данные;
- автоматическую оптимизацию процесса добычи углеводородов в реальном времени с помощью цифрового двойника.

Заданные САУП целевые параметры передаются через АСУ ТП и автоматически поддерживаются локальными системами автоматики, в том числе САР на кустах скважин. При этом САУП работает под контролем оператора диспетчерской АСУ ТП, который при необходимости может взять управление промыслом на себя.

В настоящее время разработана программная реализация базовой версии расчетного ядра САУП в стационарной неизотермической двухфазной постановке в наземных системах и скважинах. В работе приведены использованные при этом подходы к решению задачи потокораспределения и термодинамического равновесия флюидов в системе «пласт-скважины-ГСС-УКПГ-ДКС» в многофазной постановке.

На сегодняшний день не только разработаны основные принципы и алгоритмы технологии РН-ТРОН, но уже и получены первые результаты ее применения. Проведено успешное тестирование базовой версии ядра САУП на примере цифрового двойника промысла Берегового месторождения, результаты которого приводятся в работе.

**Ключевые слова:** *газовый промысел, добыча газа, цифровизация, цифровая трансформация, система автоматического управления, управление в реальном времени, цифровой двойник, адаптация, валидация, оптимизация, задача потокораспределения, система нелинейных уравнений*

**Для цитирования:** Аржиловский А.В., Поспелова Т.А., Харитонов А.Н., Стрекалов А.В., Дерюшев Д.Е., Лопатин Р.Р., Трушников Д.Н., Лознюк О.А., Архипов Ю.А. Технология регулирования и оптимизации нефтегазодобычи в режиме реального времени//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).- Часть 1.-Спецвыпуск.-С.70-93. DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2021.4.70-93](https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.70-93)

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.94-108>

УДК 622.276.344

## **Анализ применимости водогазового воздействия на объектах Тюменской свиты**

*Цицер П.А.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**E-mail: [patsitser@tnnc.rosneft.ru](mailto:patsitser@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация:** Данная статья посвящена оценке применимости водогазового воздействия (ВГВ) в условиях объектов Тюменской свиты. Для оценки применимости водогазового воздействия рассмотрен различный опыт применения данной технологии на низкопроницаемых объектах. Промысловый опыт показывает, что эффективность использования ВГВ зависит в первую очередь от проницаемости коллектора. Моделирование различных методов воздействия (заводнение, закачка газа, ВГВ) на объектах с низкой проницаемостью указывает, что газовые и водогазовые методы эффективнее классического заводнения. Промысловый опыт и результаты моделирования подтверждаются исследованиями на керне, показывающими высокую эффективность газовых методов воздействия. Автором разработана автоматизированная утилита для определения эффективности реализации различных методов на основе геолого-физических характеристик пласта. Результаты работы утилиты подтверждают высокую потенциальную эффективность газовых и водогазовых методов на объектах Тюменской свиты.

**Ключевые слова:** *водогазовое воздействие, Тюменская свита, заводнение, низкопроницаемые пласты*

**Для цитирования:** Цицер П.А. Анализ применимости водогазового воздействия на объектах Тюменской свиты//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.94-108.  
DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.94-108>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.109-121>

УДК 622.276.3

## **Влияние трещин авто-ГРП на коэффициент нефтеизвлечения и его прогнозирование**

*Изотов А.А., Афонин Д.Г.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**E-mail: [aaizotov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aaizotov@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** С учетом накопленного опыта разработки низкопроницаемых объектов с применением заводнения, следует признать, что при существующих технологических подходах эксплуатация нагнетательных скважин без образования трещин самопроизвольного гидравлического разрыва пласта (авто-ГРП) практически невозможна.

Образование трещин авто-ГРП изменяет процесс заводнения и влияет как на текущую добычу нефти, так и на величину коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящей статье на основе фактических показателей эксплуатации реального объекта изучено влияние трещин авто-ГРП на прогноз КИН, а также предложен новый подход к прогнозированию добычи с учетом образования техногенных трещин в пласте.

**Ключевые слова:** авто-ГРП, ТРИЗ, обводнение, характеристика вытеснения

**Для цитирования:** Изотов А.А., Афонин Д.Г. Влияние трещин авто-ГРП на коэффициент нефтеизвлечения и его прогнозирование//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.109-121. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.109-121>



DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.122-135>

УДК 622.276.6

**Влияние температуры закачиваемой воды на фильтрационные свойства продуктивных отложений карбонатных пород месторождений Восточной Сибири**

*Черепанова Н.А., Загоровский А.А., Мазаев В.В.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**E-mail: [nacherepanova@tnnc.rosneft.ru](mailto:nacherepanova@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В статье приведены результаты фильтрационных исследований по закачке пресной воды в модели пласта в условиях пониженных температур. Эксперименты проведены на керновом материале карбонатного пласта доломитового типа месторождения Восточной Сибири в условиях, моделирующих пластовые. Установлено, что проницаемость модели пласта по воде при остаточной нефтенасыщенности при снижении температуры с 20 до 5 °С существенно уменьшается. Проведенный комплекс лабораторных исследований показал, что полученный результат обусловлен преимущественно отложением в поровом пространстве тяжелых компонентов нефти и возможным образованием устойчивых малоподвижных водонефтяных смесей, препятствующих движению воды, что на практике сопровождается снижением приемистости нагнетательных скважин.

**Ключевые слова:** *доломиты, асфальто-смоло-парафиновые компоненты, фазовая проницаемость, фильтрация, органический растворитель, призабойная зона пласта, заводнение, фазовое равновесие, давление насыщения, кольматация порового пространства*

**Для цитирования:** Черепанова Н.А., Загоровский А.А., Мазаев В.В. Влияние температуры закачиваемой воды на фильтрационные свойства продуктивных отложений карбонатных пород месторождений Восточной Сибири//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.122-135. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.122-135>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.136-154>

УДК 622.276.42

## **Эффективность водогазового воздействия в условиях гидрофильных и гидрофобных сред по данным лабораторных экспериментов на составных керновых колонках**

<sup>1</sup>Захаренко В.А., <sup>1</sup>Кобяшев А.В., <sup>1</sup>Пятков А.А., <sup>1</sup>Федоров К.М., <sup>2</sup>Долгов И.А.

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

<sup>2</sup>АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

**E-mail: vazakharenko@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** В связи с ухудшением структуры запасов, а также уменьшением количества и качества новых открытий, с точки зрения величины извлекаемых запасов нефти, в настоящее время все более актуальными становятся вопросы применения методов увеличения нефтеотдачи. Отдельного внимания заслуживают методы газового воздействия, так как позволяют не только прирастить добычу, но и повысить уровень полезного использования газа.

Эффективность процесса вытеснения нефти газом и водой зависит от многих факторов, которые связаны со свойствами флюидов и породы-коллектора. Одним из ключевых параметров является характер смачиваемости, который определяет распределение фаз в поровом пространстве и оказывает влияние на фильтрацию флюидов в пласте. В настоящей статье рассмотрено влияние параметра смачиваемости коллектора на прирост коэффициента вытеснения от водогазового воздействия.

Представлен сравнительный анализ результатов лабораторных экспериментов ВГВ на составных керновых колонках в условиях гидрофильных (Сузунское месторождение) и гидрофобных (Северо-Даниловское и Верхнечонское месторождений) сред.

**Ключевые слова:** *характер смачиваемости, коэффициент вытеснения, гидрофильный, гидрофобный, керн, лабораторный эксперимент*

**Для цитирования:** Захаренко В.А., Кобяшев А.В., Пятков А.А., Федоров К.М., Долгов И.А. Эффективность водогазового воздействия в условиях гидрофильных и гидрофобных сред по данным лабораторных экспериментов на составных керновых колонках//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.136-154. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.136-154>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.155-185>

УДК 622.279.5(571.1)

## Проблемы эксплуатации газовых скважин зрелых месторождений Западной Сибири и пути их решения

*Харитонов А.Н.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень*

**E-mail:** [ankharitonov@tnnc.rosneft.ru](mailto:ankharitonov@tnnc.rosneft.ru)

**Аннотация.** Значительная часть газовых месторождений Западной Сибири находится на падающей добыче, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, прогрессирующим обводнением и интенсивным пескопроявлением. В статье представлен комплексный анализ проблем эксплуатации газовых скважин, с которыми приходится сталкиваться в данных условиях, включая их самозадавливание (захлебывание), разрушение коллектора, абразивный износ оборудования. Приведены факторы, влияющие на данные процессы и способы решения возникающих проблем. Представлены способы расчета минимально необходимого дебита для обводненных и необводненных скважин, а также методики оценки скорости эрозии.

Затронуты вопросы контроля обводнения скважин с применением гидрохимических и электрохимических методов, включая установку в устьевом оборудовании дистанционного датчика минерализации для своевременной регистрации начала обводнения. Также отмечено, что для организации эффективного контроля эрозионных процессов наряду с датчиками песка, имеющих высокую погрешность измерения, необходимо также использовать и сигнализаторы эрозии, которые должны срабатывать при разрушении своего контрольного элемента, установленного внутри газового потока.

Рассмотрены основные применяемые на месторождениях технологии для повышения эффективности эксплуатации низкодебитных скважин, включая плунжерный лифт, концентрические лифтовые колонны, газлифтный способ эксплуатации и ПАВ. Приведено их описание и результаты испытаний на газовых месторождениях, на основании которых сделаны выводы по каждой технологии, проведено их сравнение и выбраны наиболее предпочтительные с точки зрения надежности и эффективности. Отмечена необходимость разработки и внедрения технологий эксплуатации скважин в условиях значительного выноса ими пластовой воды, что наиболее актуально для маломощных газовых залежей, и предложены возможные пути решения данной задачи.

**Ключевые слова:** *пластовое давление, падающая добыча, низкодебитная газовая скважина, самозадавливание скважин, обводнение скважин, минимально-необходимый дебит, разрушение коллектора, пескопроявление, скорость эрозии, датчик песка, гидрохимический контроль разработки, концентрическая лифтовая колонна, газлифт, плунжерный лифт, применение ПАВ на скважинах*

**Для цитирования:** Харитонов А.Н. Проблемы эксплуатации газовых скважин зрелых месторождений Западной Сибири и пути их решения//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.- Спецвыпуск.-С.155-185. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.155-185>

## Технология проведения ГРП в высокопроницаемых и слабосцементированных отложениях

<sup>1</sup>Павлюков Н.А., <sup>1</sup>Павлов В.А., <sup>1</sup>Лапин К.Г., <sup>2</sup>Волгин Е.Р., <sup>2</sup>Торопов К.В.

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

<sup>2</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

E-mail: [napavlyukov@tnnc.rosneft.ru](mailto:napavlyukov@tnnc.rosneft.ru)

**Аннотация.** Разработка пластов покурской свиты Русского месторождения осложнена рядом факторов: слабосцементированный коллектор, высоковязкая нефть, высокая латеральная и вертикальная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, наличие газовой шапки и подстилающего водоносного горизонта.

Для повышения эффективности освоения запасов данного объекта рассматривается технология гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах.

Основная цель проведения операций гидравлического разрыва пласта (ГРП) в отложениях покурской свиты является увеличение объемов дренируемых скважиной запасов нефти за счет приобщения трещиной ГРП дополнительных продуктивных интервалов, разделенных глинистыми пропластками. Также ГРП обладает потенциалом для повышения эффективности эксплуатации низкопродуктивных скважин с высокой долей неколлектора по стволу.

По результатам оценки эффективности технологии гидравлического разрыва пласта обоснованы геологические условия применимости ГРП, рекомендованы компоновки заканчивания скважин, разработана оптимальная схема реализации опытно-промышленных работ (ОПР), выбраны скважины-кандидаты, рассчитаны дизайны операций ГРП.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта (ГРП), многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), заканчивание скважин, высокопроницаемый коллектор, слабосцементированный коллектор, опытно-промышленные работы

**Для цитирования:** Павлюков Н.А., Павлов В.А., Лапин К.Г., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Технология проведения ГРП в высокопроницаемых и слабосцементированных отложениях//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.186-203. DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2021.4.186-203](https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.186-203)

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.204-220>

УДК 622.276.43.001.57

## Опыт применения модели CRM для оптимизации заводнения на Самотлорском месторождении

<sup>1</sup>Бабаев М.Л., <sup>1</sup>Савченко И.В., <sup>2</sup>Рудиков Д.Г., <sup>1</sup>Бекман А.Д., <sup>1</sup>Смирнов Д.С.

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

<sup>2</sup>АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

**E-mail: mlbabaev@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** На крупнейшем нефтегазоконденсатном Самотлорском месторождении ведется постоянный поиск технологий для вовлечения остаточных запасов нефти низкопродуктивных пластов. С развитием технологии МГРП стало возможным вовлечение в разработку низкопродуктивной части пласта БВ8(0), разработка которого 10 лет назад осуществлялась преимущественно совместным фондом с нижележащим высокопродуктивным пластом БВ8(1-3). Начато разбуривание пласта уплотняющими горизонтальными скважинами, по сути самостоятельной сеткой скважин. Унаследованная система ППД, рассчитанная в основном на пласт БВ8(1-3) с высокими ФЕС, требует оптимизации для разработки низкопродуктивного пласта БВ8(0).

Для оперативных инженерных решений при оптимизации системы ППД в ООО «Тюменский нефтяной научный центр» разработано ПО «Ариадна». Работа ПО «Ариадна» основана на группе аналитических моделей CRMP (Capacitance resistance models). Для апробации ПО Ариадна в условиях Самотлорского месторождения выбран участок опытно-промышленных работ, проведены расчеты и реализованы мероприятия.

Авторами выполнен анализ результатов работ на основе мониторинга работы скважин, выявлены недочеты и ограничения.

**Ключевые слова:** Самотлорское месторождение; зрелые месторождения; оптимизация закачки воды; гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пласта; модель CRM; коэффициенты влияния; дополнительная добыча нефти; инфраструктурные ограничения системы ППД

**Для цитирования:** Бабаев М.Л., Савченко И.В., Рудиков Д.Г., Бекман А.Д., Смирнов Д.С. Опыт применения модели CRM для оптимизации заводнения на Самотлорском месторождении//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.204-220. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.204-220>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.221-236>

УДК 622.276.342.003

## **Оптимизация размещения проектного фонда скважин для пластов ВК1 на основе сейсмо-фациального моделирования**

<sup>1,2</sup>Ильзит Е.В., <sup>1</sup>Морозова Е.А., <sup>1</sup>Батманов Д.А.

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

<sup>2</sup>Нижневартровский государственный университет, Нижневартовск, Россия

**E-mail: EVIzlit@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** В статье описан один из возможных подходов выделения и моделирования перспективных объектов для бурения. На основе комплексного анализа геолого-геофизической информации оконтурена область распространения распределительного канала речной палеосистемы, построена уточненная 3Д модель и предложены варианты расстановки проектного фонда.

**Ключевые слова:** *атрибутивный анализ, сейсмофациальное ранжирование, зоны улучшенных коллекторов, викуловская свита, Ай-Торское поднятие, Красноленинский свод*

**Для цитирования:** Ильзит Е.В., Морозова Е.А., Батманов Д.А. Оптимизация размещения проектного фонда скважин для пластов ВК1 на основе сейсмо-фациального моделирования//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.221-236. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.221-236>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.237-245>

УДК 622.276.1/4.001.57

## **Оптимизация стратегии разработки и обустройства группы месторождений на основе интегрированного моделирования**

<sup>1</sup>Рауданен Е.В., <sup>1</sup>Конев Д.А., <sup>1</sup>Павлов В.В., <sup>2</sup>Шакиров Р.Р., <sup>2</sup>Юсупов Р.М.

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

<sup>2</sup>ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

**E-mail: [evraudanen@tnnc.rosneft.ru](mailto:evraudanen@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В статье описан опыт применения интегрированного моделирования как инструмента для комплексного анализа сценариев разработки группы месторождений с учетом взаимовлияния всех компонентов интегрированной модели. Цель работы заключается в повышении экономической эффективности разработки группы месторождений за счет оптимизации решений в части наземной инфраструктуры на основе интегрированного моделирования. Применение предложенного подхода на начальных этапах проектирования позволяет корректировать и оптимизировать поверхностную инфраструктуру, учитывать ее влияние на показатели разработки и формировать более обоснованные технические решения, что повышает точность оценки экономической эффективности проекта. В результате расчетов интегрированной модели авторами выданы рекомендации по оптимизации диаметров трубопроводов и прокладке дополнительных лупингов, а также смещены сроки ввода проектных дожимных компрессорных станций на более поздний период. Все предложенные рекомендации впоследствии учтены при подготовке проектной документации по обустройству.

**Ключевые слова:** *газовый промысел, интегрированное моделирование, обустройство месторождений*

**Для цитирования:** Рауданен Е.В., Конев Д.А., Павлов В.В., Шакиров Р.Р., Юсупов Р.М. Оптимизация стратегии разработки и обустройства группы месторождений на основе интегрированного моделирования//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.237-245. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.237-245>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.246-259>

УДК 004.896

### Цифровой супервайзинг

<sup>1</sup>Гринченко В.А., <sup>2</sup>Попова Н.А., <sup>3</sup>Чермянин П.И., <sup>3</sup>Кошелев М.Б,

<sup>3</sup>Хабибуллин А.Ф., <sup>3</sup>Поляков Д.В.

<sup>1</sup>ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

<sup>2</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

<sup>3</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**E-mail: [grinchenkova@tyngd.rosneft.ru](mailto:grinchenkova@tyngd.rosneft.ru)**

**Аннотация.** Целью данной работы является разработка алгоритмов интеллектуального анализа нарушений правил ПБиОТ (промышленная безопасность и охрана труда) на видеозаписях в условиях, как производственных объектов, так и офисных помещений.

В ходе работы:

- 1) разработаны алгоритмы интеллектуального анализа;
- 2) сформированы данные для обучения моделей (датасет - dataset);
- 3) выбран тип нейронной сети;
- 4) обучены модели;
- 5) оценена точность выбранных алгоритмов;
- 6) проведено дополнительное тестирование на видеозаписях, полученных от ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (далее-ООО «ТЮНГД»).

**Ключевые слова:** видеоаналитика, ПБиОТ, *datascience*

**Для цитирования:** Гринченко В.А., Попова Н.А., Чермянин П.И., Кошелев М.Б, Хабибуллин А.Ф., Поляков Д.В. Цифровой супервайзинг//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.- Спецвыпуск.-С.246-259. DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2021.4.246-259](https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.246-259)



DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.260-292>

УДК 622.276(47+57)

**Итоги проведенной 31 августа – 1 сентября в г. Казани  
международной научно-практической конференции «Решение  
Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма  
развития топливно-энергетического комплекса России»**

*Муслимов Р.Х.*

*Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия*

**E-mail: [davkaeva@mail.ru](mailto:davkaeva@mail.ru)**

**Аннотация.** Из большого числа докладов (130, из которых 65 стендовых) на конференции по теме декарбонизации было представлено 26% всех докладов. Это объясняется как широтой самой программы, так новизной темы декарбонизации для широкой общественности, как для научных работников, так и работников самих нефтегазовых компаний. Последние мало знали по теме декарбонизации и рассчитывали отделаться в основном разработкой мер по снижению карбонизации за счет сокращения энергозатрат нефтяных компаний (НК).

Приводятся доводы как сторонников глобального энергоперехода на «зеленую энергетику», так и противников этих мер. Разбираются предложения докладчиков, считающих, что декарбонизация для России зло, но неизбежное и предложенное по уменьшению негативных последствий энергоперехода. Широкая нефтегазовая общественность предлагает развивать углеводородную генерацию в соответствии с ранее принятой стратегией и новой парадигмой развития НГС РФ, рассмотренного на нынешней и прошлогодней конференции в г. Казани.

Обсуждение же самой программы развития ТЭК России ничего нового не принесло в дополнении к прошлогоднему обсуждению, предложенной академиком А.Э. Конторовичем новой парадигмы развития нефтегазового сектора (НГС) РФ.

**Ключевые слова:** *Парижские соглашения по климату, «климатическая повестка», глобальное потепление, углеродная нейтральность, «зеленая энергетика», возобновляемые источники энергии (ВИЭ), декарбонизация, парадигма развития нефтегазового сектора (НГС), основные источники энергии*

**Для цитирования:** Муслимов Р.Х. Итоги проведенной 31 августа – 1 сентября в г. Казани международной научно-практической конференции «Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России»//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.260-292. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.260-292>

**Синтетические водно-углеводородные включения в кварце, как свидетельство возможности образования нефти и газа в процессе взаимодействия битуминозных пород с гидротермальными растворами**

<sup>1</sup>Балицкий В.С., <sup>2,3</sup>Плотникова И.Н., <sup>1</sup>Балицкая Е.Д., <sup>4</sup>Пиرون Ж.,  
<sup>4</sup>Баррес О., <sup>4</sup>Пентелей С.В., <sup>1</sup>Сеткова Т.В., <sup>1</sup>Голунова М.А.,  
<sup>1</sup>Бубликова Т.М., <sup>1</sup>Балицкая Л.В. <sup>3</sup>Петров С.М., <sup>3</sup>Лахова А.И.

<sup>1</sup>Институт экспериментальной минералогии им. акад. Д.С. Коржинского РАН,  
Черноголовка, Россия

<sup>2</sup>Институт прикладных исследований АН РТ, Казань, Россия

<sup>3</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

<sup>4</sup>Университет Лотарингии, Нанси, Франция

**E-mail: balvlad@iem.ac.ru**

**Аннотация.** В статье приводятся экспериментальные данные по фазовому составу, состоянию и превращениям жидких и газовых углеводородов (УВ), основанные на использовании синтетических флюидных включений в кварце. Экспериментальной новизной исследований явилось то, что выращивание кварца с захваченными включениями осуществлялось в тех же опытах, в которых происходило взаимодействие битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами в диапазоне температур 240 – 550°C и давлений 7 – 150 МПа. В результате доказано, что битуминозные и углеродистые породы являются практически неиссякаемым источником жидких и газовых УВ и при достижении определенных температур и давлений способны к активной миграции в Земных недрах в виде гомогенных сверхкритических флюидов.

**Ключевые слова:** синтетические флюидные включения, кварц, нефть, метан, эксперимент, метаморфизм нефти, гидротермальные растворы, углеводороды

**Для цитирования:** Балицкий В.С., Плотникова И.Н., Балицкая Е.Д., Пиرون Ж., Баррес О., Пентелей С.В., Сеткова Т.В., Голунова М.А., Бубликова Т.М., Балицкая Л.В. Петров С.М., Лахова А.И. Синтетические водно-углеводородные включения в кварце, как свидетельство возможности образования нефти и газа в процессе взаимодействия битуминозных пород с гидротермальными растворами//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.293-326. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.293-326>

## Изучение условий образования частиц твердой фазы в тяжелой высоковязкой нефти месторождений Западной Сибири

<sup>1</sup>Стецюк И.А., <sup>1</sup>Королев М.И., <sup>2</sup>Роцин П.В., <sup>3</sup>Стручков И.А.

<sup>1</sup>ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия

<sup>2</sup>ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

<sup>3</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**E-mail: korolevnik@yandex.ru**

**Аннотация.** Эффективность эксплуатации скважин, работающих в условиях осложняющего фактора образования асфальтено-смолистых парафиновых отложений углеводородов (АСПО), может быть достигнута только при постоянном мониторинге и контроле за развитием осложнений.

Для формирования подхода при работе с осложнённым фондом были проведены лабораторные эксперименты по определению условий образования частиц твердой фазы в устьевой пробе нефти при давлениях 17 и 34 атм. Исследования проводились методом микроскопии под высоким давлением с программным гранулометрическим анализом.

Анализ данных по результатам экспериментов позволил определить скорость образования частиц твердой фазы. Получена температурная зависимость средней площади частиц при двух давлениях. Показано, что температура образования частиц твердой фазы в нефти увеличивается с ростом давления, а скорость их образования при этом снижается.

Из расчета модели прогнозирования образования АСПО в программном модуле доказано, что риск образования АСПО в НКТ отсутствует вне зависимости от дебита скважин при текущей обводненности в условиях рассматриваемого месторождения.

**Ключевые слова:** температура насыщения нефти парафином, органические отложения, высоковязкая нефть, визуальный метод исследования, осложненный фонд

**Для цитирования:** Стецюк И.А., Королев М.И., Роцин П.В., Стручков И.А. Изучение условий образования частиц твердой фазы в тяжелой высоковязкой нефти месторождений Западной Сибири//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.327-342. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.327-342>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.343-352>

УДК 622.276.031.011.433:519.2

**Совершенствование метода гидравлических единиц потока на основе  
кусочно-линейной аппроксимации функции  
распределения FZI в условиях сложного геологического строения**

<sup>1</sup>Махмутов А.А., <sup>2</sup>Мухутдинов В.К., <sup>1</sup>Гильманова Р.Х., <sup>3</sup>Инсафов Р.М.

<sup>1</sup>ООО НПО «Нефтегазтехнология», Уфа, Россия

<sup>2</sup>Башкирский государственный университет, Уфа, Россия

<sup>3</sup>ЗАО «Алойл», Бавлы, Россия

**Email: Makhmutov\_AA@mail.ru**

**Аннотация.** В данной статье рассмотрен автоматизированный способ выделения гидравлических единиц потока в пределах нижнего отдела каменноугольной системы одного из нефтяных месторождений РТ. На основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения индикатора гидравлического типа коллектора FZI, построенной по результатам лабораторных исследований керна, получены корреляционные зависимости «проницаемость – пористость» для каждой из выделенных 4 групп коллекторов.

**Ключевые слова:** неоднородность, проницаемость, керн, HFU, FZI

**Для цитирования:** Махмутов А.А., Мухутдинов В.К., Гильманова Р.Х., Инсафов Р.М. Совершенствование метода гидравлических единиц потока на основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения FZI в условиях сложного геологического строения//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.343-352. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.343-352>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.353-365>

УДК 622.2 (470.51)

## Исследование нефтяных пластов при помощи трассерного метода

*Красноперова С.А.*

*Удмуртский Государственный Университет, Ижевск, Россия*

**E-mail: [krasnoperova\\_sve@mail.ru](mailto:krasnoperova_sve@mail.ru)**

**Аннотация.** В статье рассмотрена проблема увеличения флюидопроводимости пласта и изменения его гидрогеологической структуры посредством применения технологии заводнения. Особенно это происходит на поздней стадии разработки. Для решения данной проблемы в статье описываются трассерные (индикаторные) исследования одного из нефтяных месторождений башкирского объекта Удмуртской Республики. На основании трассерных методов исследований возможно получить достоверную информацию о наличии высокопроницаемых каналов фильтрации (суперколлекторов) между нагнетательной скважиной и ближайшими добывающими скважинами башкирского объекта, а также о распределении потоков нагнетаемой воды и определение скорости фильтрации закачиваемого агента в коллекторе. Полученные результаты указанных исследований позволят разработать программу применения потокоотклоняющих технологий и уточнения технологии воздействия на очаге нагнетательной скважины нефтяного месторождения. Данные исследования проведены на участке нагнетательной скважины башкирского яруса нефтяного месторождения путем закачки жидкости, меченной индикатором Уранином А, в пропластки А<sub>4-3</sub>, А<sub>4-4</sub>, А<sub>4-5</sub> и жидкости, меченной Эозином Н, в пропласток А<sub>4-6</sub>. Выбор индикатора обусловлен тем, что геолого-физические условия месторождения (состав пород, состав пластовой нефти, закачка пресной воды, минерализация пластовой воды, рН среды, и температура пласта) наиболее приемлемы для применения в качестве трассеров производных флуоресцеина. По результатам индикаторных исследований выявлено, что параметры фильтрации трассерного потока по расчлененной и монолитной частях продуктивного пласта достаточно близки и надежно коррелируют. Это подтверждает наличие гидродинамической связи между всеми пропластками в очаге нагнетательной скважины, то есть башкирский ярус исследуемого месторождения в целом представляет собой единый гидродинамический связанный как по вертикали, так и по горизонтали природный резервуар.

**Ключевые слова:** *индикатор, трассерные исследования, Уранин А, Эозином Н, месторождение, нефть, продуктивный пласт.*

**Для цитирования:** Красноперова С.А. Исследование нефтяных пластов при помощи трассерного метода//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.353-365. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.353-365>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.366-374>

УДК 622.276.654.001

**Вычислительные эксперименты по определению параметров пласта для условий возникновения устойчивого фронта внутрипластового горения с началом закачки воздуха в залежь**

<sup>1</sup>Низаев Р.Х., <sup>1</sup>Александров Г.В., <sup>2</sup>Егорова Ю.Л., <sup>1</sup>Столяров А.А.

<sup>1</sup>Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

<sup>2</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

**E-mail: nizaev@tatnipi.ru**

**Аннотация.** В статье представлены и обобщены результаты проведённых с помощью цифрового фильтрационного моделирования исследований по определению условий возникновения устойчивого фронта внутрипластового горения при закачке воздуха в залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти. Установлены значения глубины залегания залежей нефти и вязкости нефти, при которых устойчивый фронт внутрипластового горения в окрестности нагнетательной скважины возникает одновременно с началом закачки воздуха в залежь. Получена зависимость вязкости нефти от глубины залегания залежи, соответствующая условиям возникновения фронта горения в окрестности нагнетательной скважины одновременно с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь.

**Ключевые слова:** залежь высоковязкой нефти, залежь сверхвязкой нефти, внутрипластовое горение, фильтрационное моделирование, глубина залегания залежи, вязкость нефти в начальных пластовых условиях, закачка воздуха, фронт внутрипластового горения

**Для цитирования:** Низаев Р.Х., Александров Г.В., Егорова Ю.Л., Столяров А.А. Вычислительные эксперименты по определению параметров пласта для условий возникновения устойчивого фронта внутрипластового горения с началом закачки воздуха в залежь//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.366-374. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.366-374>

## Определение критериев возникновения фронта внутрислоевого горения при закачке воздуха в нефтеносную залежь

<sup>1</sup>Александров Г.В., <sup>1</sup>Низаев Р.Х., <sup>2</sup>Егорова Ю.Л., <sup>3</sup>Гиззатуллина А.А.

<sup>1</sup>Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

<sup>2</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

<sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

**E-mail: razrcmg@tatnipi.ru**

**Аннотация.** В статье представлены и обобщены результаты проведенных путём расчётов на цифровой фильтрационной модели исследований по определению условий возникновения устойчивого фронта внутрислоевого горения при закачке воздуха в залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти. По результатам расчётов на цифровой фильтрационной модели, с помощью которых установлены значения глубины залегания нефтеносной залежи и значения вязкости пластовой нефти на этих глубинах, получена аналитическая зависимость между значениями глубины залегания залежи и вязкости нефти в начальных пластовых условиях, соответствующая условиям возникновения фронта горения в окрестности нагнетательной скважины в течение трёх суток после начала закачки воздуха в нефтеносную залежь. На основании полученной аналитической зависимости построена линия разграничения для нефтеносных залежей по значениям глубины залегания залежи и вязкости нефти в начальных пластовых условиях на зоны наличия и отсутствия самовоспламенения нефти в течение трёх суток после начала закачки воздуха с забойным давлением, равным гидростатическому на заданной глубине залегания нефтеносной залежи. Приведены сведения о залежах нефти, на которых, по данным литературных источников, наблюдалось явление самовоспламенения нефти при закачке воздуха в залежь. При проведении на цифровой фильтрационной модели расчётов технологических показателей разработки залежей нефти с помощью внутрислоевого горения, инициируемого закачкой воздуха, во входной файл расчётной модели были заложены геолого-физические характеристики залежи Моко месторождения Мидуэй-Сансет и месторождения Бриа-Олинда (оба – штат Калифорния). Анализ результатов проведенных расчётов показал, что они хорошо согласовываются с промысловыми данными.

**Ключевые слова:** залежь высоковязкой или сверхвязкой нефти, внутрислоевое горение, глубина залегания залежи, вязкость нефти в начальных пластовых условиях, фронт внутрислоевого горения, самовоспламенение нефти, гидростатическое давление

**Для цитирования:** Александров Г.В., Низаев Р.Х., Егорова Ю.Л., Гиззатуллина А.А. Определение критериев возникновения фронта внутрислоевого горения при закачке воздуха в нефтеносную залежь//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.375-392. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.375-392>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.393-405>

УДК 622.276.76

## Комплексная экспериментальная методика выбора ингибитора солеотложений

*Гуськова И.А., Хаярова Д.Р., Закиров Р.Р.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия*

**E-mail: GilDinara14@mail.ru**

**Аннотация.** Показана актуальность разработки комплексной экспериментальной методики выбора ингибитора солеотложений в условиях адресного выбора химических реагентов с учетом состава и свойств добываемых флюидов. Предлагаемая методика предназначена для определения в лабораторных условиях комплекса показателей, характеризующих влияние ингибитора солеотложений на смежные технологические процессы. С целью определения комплексного критерия эффективности ингибиторов солеотложений предложена оценка их влияния на устойчивость водонефтяных эмульсий, изменение водородного показателя отделившейся воды и коэффициента светопоглощения нефти.

Результаты проведенных лабораторных исследований эффективности ингибиторов солеотложений, используемых на объектах ПАО «Татнефть», подтверждают, что влияние рассмотренных химических реагентов на формирование эмульсий и их стойкость зависит от обводненности. Установлены диапазоны обводненности, для которых данное влияние наиболее существенно. Интервал обводненности, при которой отмечается увеличение стойкости эмульсий, зависит от типа применяемого ингибитора солеотложений. Отмечено увеличение степени дисперсности водонефтяных эмульсий при применении различных ингибиторов солеотложений, что способствует повышению устойчивости эмульсии к расслоению. Показано, что в зависимости от типа применяемого ингибитора солеотложений и водосодержания возможно проявление увеличения стойкости эмульсий. Выделены группы ингибиторов, оказывающих как положительное, так и отрицательное влияние на интенсивность формирования эмульсий. Отмечено, что использование комплексной экспериментальной методики выбора ингибитора солеотложений позволит выполнять интегрированную оценку химических реагентов на основе определения ингибирующей способности и исследования рисков с целью получения долгосрочного системного эффекта при добыче остаточных запасов месторождений нефти в условиях поздней стадии разработки.

**Ключевые слова:** *ингибитор солеотложений, обводненность, эмульсия, стойкость, водородный показатель, кинетическая устойчивость, методика*

**Для цитирования:** Гуськова И.А., Хаярова Д.Р., Закиров Р.Р. Комплексная экспериментальная методика выбора ингибитора солеотложений//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.393-405. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.393-405>



DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.406-422>

УДК 622.242.4

## Преимущества подводного освоения месторождений

<sup>1</sup>Бобов Д.Г., <sup>2</sup>Гусейнов Ч.С.

<sup>1</sup>ФГАОУВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

<sup>2</sup>ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

**E-mail: dmitry\_bobov@mail.ru**

**Аннотация.** Настоящее исследование нацелено показать преимущество подводных аппаратов по сравнению с традиционными платформами с точки зрения материалоемкости, размеров и нагрузок. Для этого выполнен анализ существующих гравитационных сооружений, эксплуатируемых в ледовых условиях и на шельфе Норвежского моря. На основании выполненного анализа проведено моделирование гравитационных оснований для глубин от 20 до 260 м с учетом внешних нагрузок и выполнения условия устойчивости грунтового основания. Проведено моделирование корпуса подводного бурового аппарата и выполнен прочностной расчёт корпуса сооружения от действия гидростатического давления на глубине 200 м. Полученные результаты толщин стенок набора корпуса подводного аппарата говорят о возможности изготовления подобного сооружения. Полученные в результате моделирования данные позволили сравнить массу, габариты и нагрузки на подводные и надводные сооружения. Полученные выводы говорят, что применение подводных аппаратов для освоения глубоководных месторождений в Арктике предпочтительнее традиционных морских платформ.

**Ключевые слова:** *подводный буровой аппарат; преимущества подводного освоения; сравнение вариантов освоения месторождений; моделирование гравитационных оснований*

**Для цитирования:** Бобов Д.Г., Гусейнов Ч.С. Преимущества подводного освоения месторождений//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.406-422.  
DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.406-422>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.423-434>

УДК 622.276.55

## Мониторинг технологических процессов и оценка технического состояния насосных агрегатов ("АСКиР-Эксперт")

<sup>1</sup>Галеев А.С., <sup>1</sup>Бикбулатова Г.И., <sup>1</sup>Болтнева Ю.А., <sup>2</sup>Сулейманов Р.Н.,  
<sup>1</sup>Сабанов С.Л.

<sup>1</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

E-mail: [agni-ngo@mail.ru](mailto:agni-ngo@mail.ru)

**Аннотация.** Удаленный мониторинг работы насосного оборудования в режиме реального времени широко внедряется на предприятиях нефтегазовой отрасли. Контроллеры, используемые при этом, позволяют предупреждать «лавинные» разрушения оборудования и аварийные отказы, реализовывать автоматическое управление работой агрегатов. Собираемая ими текущая информация стекается на серверы предприятия и позволяет эффективно ставить и решать различные задачи по обслуживанию оборудования. Однако сервисов по решению задач эксплуатации насосного оборудования пока мало. Представленная работа направлена на ресурсосберегающую эксплуатацию оборудования путем получения в on-lain режиме оперативной информации, как о текущем, так и прогнозируемом техническом состоянии оборудования.

В процессе эксплуатации насосов происходит снижение основных характеристик насоса, что сопровождается увеличением удельных затрат электроэнергии на закачку (при неизменной характеристике коллектора). Экономические потери за счет износа насоса определяются ценой электроэнергии и стоимостью капитального ремонта. Внедрение разработанной системы мониторинга, позволит в автоматическом режиме принимать решение об убыточности дальнейшей эксплуатации насоса и о необходимости вывода его в капитальный ремонт. На основе анализа тренда удельных издержек, при достижении трендом минимума насосный агрегат своевременно выводится на капитальный ремонт, что позволит получить среднегодовой экономический эффект до 4 000 000 рублей на один насосный агрегат.

**Ключевые слова:** мониторинг, техническое состояние, насосные агрегаты, диагностика

**Для цитирования:** Галеев А.С., Бикбулатова Г.И., Болтнева Ю.А., Сулейманов Р.Н., Сабанов С.Л. Мониторинг технологических процессов и оценка технического состояния насосных агрегатов ("АСКиР-Эксперт")//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.423-434. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.423-434>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.435-453>

УДК 622.244.442.063.2 + 622.24.085.5

## **Опыт первичного вскрытия газоносного горизонта с афронсодержащим буровым раствором при строительстве скважины на шельфе**

*Рабаев Р.У.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

**E-mail: rabaevru@rusoil.net**

**Аннотация.** В статье представлены результаты экспериментальных работ по подбору химических реагентов и разработке состава афронсодержащего бурового раствора для первичного вскрытия газового продуктивного горизонта с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). Как показала мировая практика, афроновые системы буровых растворов позволяют с наименьшими затратами, сравнении с традиционными технологиями, решить проблемы потерь циркуляции, возникновения прихватов, необратимого закупоривания и повреждения каналов фильтрации глубоко проникающими частичками бурового раствора и его фильтрата.

Приведены описания механизма поведения афронов, состава и свойств флюидов на основе афронов, а также результаты промысловых работ по применению промывочных жидкостей на основе афронов.

**Ключевые слова:** *афроны, афронсодержащий буровой раствор, призабойная зона пласта, кольматационный экран, ингибирование, деструкция биополимеров, реологические параметры, бактерициды, геологическое осложнение*

**Для цитирования:** Рабаев Р.У. Опыт первичного вскрытия газоносного горизонта с афронсодержащим буровым раствором при строительстве скважины на шельфе//Нефтяная провинция.- 2021.-№4(28).-Часть 2.-С.435-453. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.435-453>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.454-467>

УДК 622.24.063

**Математическое моделирование состава и свойств  
промывочных жидкостей на безводной основе с применением  
смазочного реагента Девон-2л**

*Гаймалетдинова Г.Л., Исмаков Р.А., Мулюков Р.А.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

**E-mail: [ggaymaletdinova@mail.ru](mailto:ggaymaletdinova@mail.ru)**

**Аннотация.** В последние годы при бурении скважин наблюдается увеличение объемов применения промывочных эмульсионных ингибирующих растворов, позволяющих максимально сохранять коллекторские свойства призабойной зоны пласта, предотвращать затяжки и прихваты инструмента, обеспечивать устойчивость ствола скважины и вынос шлама на дневную поверхность, а также имеющих высокую смазочную способность. Все это повышает технико-экономические показатели строительства, в том числе горизонтальных скважин. В данной статье представлены результаты экспериментальных исследований и обоснован выбор оптимальной рецептуры эмульсионного ингибирующего бурового раствора с добавлением смазочного реагента Девон-2л улучшающего триботехнические свойства.

**Ключевые слова:** прихватопасность, реологические свойства, смазочный реагент, математическая модель, оптимальные рецептуры буровых растворов

**Для цитирования:** Гаймалетдинова Г.Л., Исмаков Р.А., Мулюков Р.А. Математическое моделирование состава и свойств промывочных жидкостей на безводной основе с применением смазочного реагента Девон-2л//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.454-467. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.454-467>

## Применение полиэлектролитных реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов

<sup>1</sup>Агзамов Ф.А., <sup>1</sup>Токунова Э.Ф., <sup>1</sup>Комлева С.Ф., <sup>2</sup>Кабдушев А.А.

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>2</sup>НАО «Таразский региональный университет имени М. Х. Дулати», Тараз, Казахстан

**E-mail: faritag@yandex.ru**

**Аннотация.** Для получения высокого качества крепления скважин необходимо регулирование основных свойств цементных растворов с помощью различных химических реагентов. Одним из наиболее интересных в этом отношении реагентов является полиэлектролит ВПК-402, относящийся к классу катионных полимеров.

Результат исследований ВПК-402 и опыт его применения при креплении скважин показали эффективность данного реагента. Недостатком данного реагента является то, что он выпускается только в жидком виде. Одним из аналогов ВПК-402 является порошкообразный полиэлектролит катионный (ПАК), выпускаемый под торговой маркой Праестол.

Показано, что при использовании реагента ПАК в концентрации 0,1% водоотдача раствора не превысила 50 см<sup>3</sup>/30 мин. Подвижность растворов, как из цемента ПЦТ1-50, так и цемента ПЦТ I-G, при добавке ПАК снижается, поэтому необходима добавка пластификаторов, лучшие результаты были получены с ReoТеск. Для ускорения растворимости ПАК в воде рассмотрена возможность его дополнительного диспергирования совместно с цементом в дезинтеграторе.

В статье приведены результаты изменения гидростатического давления цементного раствора на «газовый пласт», показавшие, что наибольший темп снижения гидростатического давления наблюдался у бездобавочных цементов, а растворы с полиэлектролитами (ВПК-402 и ПАК) дольше сохраняли давление на пласт и позволили исключить прорыв газа через цементный раствор, тогда как через растворы из бездобавочных цементов прорыв газа происходил через 15–45 мин.

Механизм действия полиэлектролитов на цементные растворы состоит в том, что реагенты могут тормозить реакцию гидратации С<sub>3</sub>А в цементном растворе и препятствуют росту СНС раствора, которое вызывает падение гидростатического давления столба цементного раствора, способствуя газопрорыву.

**Ключевые слова:** *газопроявление, ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ), давление на пласт, структурирование цементного раствора, полиэлектролиты, газоблокаторы*

**Для цитирования:** Агзамов Ф.А., Токунова Э.Ф., Комлева С.Ф., Кабдушев А.А. Применение полиэлектролитных реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.468-491. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.468-491>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.492-507>

УДК 622.245.422

## **Разработка и подбор оптимальных рецептур тампонажного состава для проведения ремонтно-изоляционных работ**

<sup>1,2</sup>Фаттахов И.Г., <sup>1</sup>Гарифуллина З.А., <sup>3</sup>Жиркеев А.С., <sup>3</sup>Сахапова А.К.,  
<sup>1</sup>Хуснутдинова Р.Р.

<sup>1</sup>Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

<sup>2</sup>ПАО Татнефть им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

<sup>3</sup>Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

**E-mail: i-fattakhov@rambler.ru**

**Аннотация.** В настоящее время одним из актуальных вопросов при проведении ремонтно-изоляционных работ является разработка и подбор оптимальных рецептур тампонажного состава. Важность разработки обусловлена высокой обводненностью добываемой продукции скважин. От прочностных свойств закачиваемого раствора зависит рентабельность водоизоляционных работ. В статье рассматриваются составы на основе гипсового вяжущего вещества, состоящие из двухводного гипса или ангидрита. Дано описание их внешнего вида, способы получения, и рассмотрено влияние температурного воздействия на изменение свойств гипсового состава. Приводятся результаты лабораторных исследований в ходе которых проводили оценку сроков отверждения того или иного вещества, были изучены замедлители сроков отверждения раствора на основе воды и полуводного гипса.

**Ключевые слова:** тампонажный раствор, полуводный гипс, двухводный гипс, ангидрит, оптимальная рецептура, ремонтно-изоляционные работы, вяжущие составы, срок отвердевания

**Для цитирования:** Фаттахов И.Г., Гарифуллина З.А., Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Хуснутдинова Р.Р. Разработка и подбор оптимальных рецептур тампонажного состава для проведения ремонтно-изоляционных работ//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.492-507. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.492-507>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.508-520>

УДК 622.276.1/4:553.98

**Академик А.А. Трофимук и его вклад в эффективное  
освоение нефтяных месторождений Урало-Поволжья**

*Мухаметшин Р.З.*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

**E-mail: [geoeng111@yandex.ru](mailto:geoeng111@yandex.ru)**

**Аннотация.** В статье, посвященной 110-ой годовщине со дня рождения великого ученого и геолога, рассмотрены его достижения при освоении месторождений нефти Урало-Поволжья.

**Ключевые слова:** выдающийся ученый, юбилей, нефтяное месторождение, освоение, карбонатный коллектор, продуктивная толща, соляно-кислотная обработка, трещинная емкость, девонский высокопродуктивный пласт, разработка, заводнение

**Для цитирования:** Мухаметшин Р.З. Академик А.А. Трофимук и его вклад в эффективное освоение нефтяных месторождений Урало-Поволжья//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.508-520. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.508-520>

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.521-533>

УДК: 550.8

**Роль В.П. Степанова в становлении новой парадигмы  
развития нефтегазовой геологии**

*Боровский М.Я., Богатов В.И.*

*ООО «Геофизсервис», Казань, Россия*

**E-mail: micbor1913@mail.ru**

**Аннотация.** В связи с 90-летием со дня рождения освещена научная и производственная деятельность доктора геолого-минералогических наук, выдающегося представителя Казанской геологической школы, Заслуженного Геолога Республики Татарстан, ученого-геофизика Владимир Павловича Степанова.

Оценена роль д.г.-м.н. В.П. Степанова в становлении новой парадигмы развития нефтегазовой геологии. Отмечено, что все разработки ученого были направлены на повышении эффективности изучения особенностей геолого-геофизического строения, выявления каналов миграции нефтегазосодержащих флюидов (зоны подтока, подпитки) и поиска мелких и мельчайших объектов, перспективных на углеводороды. Показана необходимость проведения высокоточных гравиметрических и магнитных съемок. Даны критерии выделения различных проявлений диастрофизма земной коры. Акцентировано внимание на листрические разломы в осадочной толще.

**Ключевые слова:** *парадигма, нефтеперспективные объекты, зоны миграции, тектонические нарушения, критерии выделения проявлений диастрофизма, кольцевые разломы, точность аномалий, высокоточные геофизические съемки, гравиразведка, магниторазведка*

**Для цитирования:** Боровский М.Я., Богатов В.И. Роль В.П. Степанова в становлении новой парадигмы развития нефтегазовой геологии//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 2.-С.521-533. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.521-533>