

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.1-10>

EDN ALZNHU

УДК 550.834

Подготовка сейсмических данных на этапе обработки для спектральной декомпозиции

Климова Н.В., Евдокимов Н.А., Щетинин Д.А., Яневиц Р.Б.

ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр», Тюмень, Россия

E-mail: nvklimova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В настоящее время современные графы обработки предполагают использование различных многоканальных процедур фильтрации, направленных на повышение соотношения сигнал-помеха, что позволяет значительно повысить прослеживаемость отражающих горизонтов. Однако у данных процедур есть и обратная сторона, они могут приводить к заглаживанию малоразмерных аномалий волнового поля. Влияние процедур фильтрации на волновое поле и последующие результаты спектральной декомпозиции будет рассмотрено в данной статье.

Ключевые слова: *пространственная фильтрация, латеральная разрешенность, спектральная декомпозиция*

Для цитирования: Климова Н.В., Евдокимов Н.А., Щетинин Д.А., Яневиц Р.Б. Подготовка сейсмических данных на этапе обработки для спектральной декомпозиции // Нефтяная провинция.-2023.- №4(36).-С. 1-10. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.1-10>. - EDN ALZNHU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.11-38>

EDN CNFAKF

УДК 550.834

**Связь динамических характеристик волнового поля
сейсмических данных МОГТ 3D (сейсмофации, атрибуты) и
литофациальных типов разрезов по скважинным данным**

*Елишева О.В., Ушатинская Н.А., Гибеева О.А., Шахов А.В., Сильнягина Н.В.,
Михайлов А.А.*

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Корректно построенные литофациальные модели продуктивных отложений, подтверждающие распределение эффективных толщин и рассчитанные через динамические параметры сейсмического поля, существенно позволяют снизить инвестиционные риски при поисково-разведочном бурении. На начальной стадии ГРП изученность территорий бурением низкая. Основная информация, которая используется для построения фациальных моделей, опирается на качественный анализ динамических параметров сейсмического поля – сейсмофациальный анализ и анализ динамических атрибутов (амплитуды, частоты и т.д.). В статье, на примере континентальных отложений одного из пластов тюменской свиты, показан опыт комплексирования фациальных типов разрезов, выделенных по данным скважин, с результатами интерпретации динамических параметров сейсмического поля. Приведенные материалы иллюстрируют, каким образом выделенные сеймоклассы, характеризующиеся определенной формой трассы, соотносятся с фациальными типами разрезов по керну и ГИС (геофизическое исследование скважин). Показано, что каждый литофациальный тип разреза, состоящий из генетически разных фаций (коллекторов и неколлекторов), в поле динамических параметров сейсмического поля характеризуется определенными аномалиями амплитудных и частотных атрибутов. Это находит отражение и в распределении по площади разрезов с доминированием песчаных, глинистых или углистых литотипов пород на кубах синхронной акустической инверсии (Pimp, Simp, Vp/Vs).

Ключевые слова: *сейсмофациальный анализ, атрибуты сейсмического поля МОГТ 3D, литофациальное районирование терригенных разрезов, геологическая интерпретация сейсмических атрибутов*

Для цитирования: Елишева О.В., Ушатинская Н.А., Гибеева О.А., Шахов А.В., Сильнягина Н.В., Михайлов А.А. Связь динамических характеристик волнового поля сейсмических данных МОГТ 3D (сейсмофации, атрибуты) и литофациальных типов разрезов по скважинным данным // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 11-38. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.11-38>. - EDN CNFAKF

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.39-52>

EDN CWRHUF

УДК 550.834

Прогноз перспективных объектов неокомского комплекса на основе сейсмофациального моделирования

¹Сенькина К.А., ¹Лебедев М.В., ²Мусатов И.В.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

E-mail: kasenkina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Статья посвящена результатам работы, которая была выполнена на основе сейсмогеологического моделирования секвенсов неокомского комплекса с целью улучшения возможностей сейсмофациального анализа. Работа была выполнена для одного из месторождений Западной Сибири, приуроченном к клиноформенному комплексу неокома.

Приоритетной задачей исследования являлось повышение достоверности локализации объектов в системных трактах клиноформ нижнего мела по сейсмическим данным с целью повышения успешности поискового бурения.

Актуальность работы обусловлена тем, что нефтегазоносность севера Западной Сибири преимущественно связана с нижнемеловыми клиноформами, для которых характерна неопределенность прогноза песчаных тел в ундаформе и фондоформе. Ожидается, что результаты работы позволят повысить эффективность ГРП в условиях дефицита скважинной информации.

Ключевые слова: сейсмофациальный анализ, классификация, секвенс-стратиграфия, моделирование, атрибутивный анализ

Для цитирования: Сенькина К.А., Лебедев М.В., Мусатов И.В. Прогноз перспективных объектов неокомского комплекса на основе сейсмофациального моделирования // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 39-52. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.39-52>. - EDN CWRHUF

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4. 53-63>

EDN CYNBAF

УДК 553.98(571.1)

Прогнозирование зон развития аккреционного комплекса меандрирующих рек в разрезе пласта ПК₁ Харампурского месторождения

¹Кузив К.Б., ²Александров А.А.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

E-mail: Kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Сеноманские отложения севера Западно-Сибирской плиты являются важными объектами для газовой промышленности, и эффективная разработка в этих отложениях требует предварительного анализа и определения потенциальных рисков. Накопленный опыт разработки рассматриваемых отложений определено, что наибольшей опасностью для разработки залежи на первых этапах представляет раннее выбытие скважин, вызываемое неравномерным, локальным подъёмом газоводяного контакта (ГВК), связанное с литологической неоднородностью и наличием газоводяных «окон слияния» в зоне контакта.

В статье представлены результаты исследований, включающих сбор и анализ данных о геологической структуре объекта ПК₁ Харампурского месторождения, литологических свойствах пласта и фациальная характеристика разреза продуктивного пласта. Применены методы прогнозирования и моделирования, определяющие зоны риска появления окон слияния в аккреционных комплексах меандрирующих рек.

Полученные результаты могут быть использованы в процессе принятия решений при проектировании скважин, а их учёт позволит уменьшить риски раннего выбытия скважин, связанных с развитием аккреционного комплекса рек.

Материалы и методы. Результаты геофизических и сейсмических исследований. Электрофациальный анализ. Анализ зависимости линейных аномалий сейсмического разреза с фактическими данными по скважинам. Прогнозирование зон развития русел.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, продуктивные сеноманские отложения, покурская свита, риски при бурении, фациальная модель, газовая залежь*

Для цитирования: Кузив К.Б., Александров А.А. Прогнозирование зон развития аккреционного комплекса меандрирующих рек в разрезе пласта ПК₁ Харампурского месторождения // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 53-63. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4. 53-63>. - EDN CYNBAF

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.64-82>

EDN DMYOEU

УДК 622.276.031.011.43(571.51)

Петрофизическое моделирование на основе литологического анализа нижнехетских отложений месторождений севера Красноярского края

Соснин М.А., Шагимарданова О.И., Самсонов Н.Е., Зарай Е.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: masosnin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Рассмотрены особенности петрофизического моделирования нижнехетских отложений (нижний мел) севера Западной Сибири. По результатам комплексного седиментологического и петрофизического анализа кернового материала выполнена типизация горных пород и прогноз петротипов по геофизическим исследованиям скважин (ГИС). Целью работы является прогноз фильтрационно-емкостных свойств пород до начала активной стадии разработки месторождения. Типизация коллекторов позволила повысить качество прогнозных свойств в геологических моделях.

Ключевые слова: *нижнехетская свита, седиментологический анализ, петрофизическая модель, петротипы, фильтрационные свойства*

Для цитирования: Соснин М.А., Шагимарданова О.И., Самсонов Н.Е., Зарай Е.А. Петрофизическое моделирование на основе литологического анализа нижнехетских отложений месторождений севера Красноярского края // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 64-82. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.64-82>. - EDN DMYOEU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.83-100>

EDN EQTPKP

УДК 622.276.1/.4.001.57

Оценка факторов, влияющих на результаты моделирования разработки сложно построенной залежи ТриЗ

Завозина А.В., Анкудинов А.А., Громова Е.А., Улыбышев Г.В.,

Нарута М.В., Архипов В.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: avzavozina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе рассмотрены основные неопределенности, связанные с вязкостью нефти, относительными фазовыми проницаемостями, размером сетки, и оказывающие наибольшее влияние на показатели добычи. Анализ проведен на основе результатов расчетов на секторной гидродинамической модели. Установлено, что варьирование исходных данных в модели в большей степени оказывает влияние на начальный этап разработки - разница расчетных технологических показателей разработки для рассмотренной модели может достигать 30 %.

Ключевые слова: *Трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ), ультранизкая проницаемость, низкая степень изученности, относительные фазовые проницаемости (ОФП), PVT - модель, темпы падения (ТП), характеристики вытеснения (ХВ), гидродинамическое моделирование*

Для цитирования: Завозина А.В., Анкудинов А.А., Громова Е.А., Улыбышев Г.В., Нарута М.В., Архипов В.Н. Оценка факторов, влияющих на результаты моделирования разработки сложно построенной залежи ТриЗ // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 83-100. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.83-100>. - EDN EQTPKP

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.101-112>

EDN FVXMFY

УДК 622.276.66

**Подготовка библиотеки геомеханических свойств для
оптимизации дизайнов ГРП на объектах
АО «Самотлорнефтегаз»**

¹Самойлов М.И., ²Совраненко А.Н., ¹Морева В.А., ^{1,3}Кулешов В.С.,
¹Павлюков Н.А., ¹Куркин П.А.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «РН-Центр экспертной поддержки и технического развития», Тюмень, Россия

³ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

E-mail: vafadeeva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе на основе данных акустического широкополосного каротажа (АКШ) и плотностного каротажа выполнено построение 1D геомеханических моделей на опорных вертикальных скважинах. Подготовлена база единообразных, физически обоснованных данных упругих свойств и напряжений для различных литофаций (механофаций) и стратиграфических единиц для последующего формирования дизайнов ГРП и повышения эффективности операций гидравлического разрыва пластов (ГРП) на объектах разработки месторождений АО «Самотлорнефтегаз» в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Ключевые слова: геомеханическое моделирование, ГРП, АКШ, кластеризация

Для цитирования: Самойлов М.И., Совраненко А.Н., Морева В.А., Кулешов В.С., Павлюков Н.А., Куркин П.А. Подготовка библиотеки геомеханических свойств для оптимизации дизайнов ГРП на объектах АО «Самотлорнефтегаз» // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 101-112. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.101-112>. - EDN FVXMFY

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.113-122>

EDN KEOIJU

УДК 622.276.1/4.001.57+622.276.432

Определение оптимального времени обработки нагнетательных скважин нефтяного пласта с помощью гидродинамического моделирования

Зольников Д.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

E-mail: DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Определяется оптимальное время обработки нагнетательных скважин посредством расчетов на синтетической гидродинамической модели. Исследуемый пласт в виду геологических условий разделен на три зоны: смешанный песчаник (ZA), смешанный песчаник в переходной зоне (ZB), низкопроницаемый коллектор (ZC).

Рассматривается определение времени обработки нагнетательных скважин по зоне «ZB». При осредненных технологических параметрах скважин и геологическим условиям оптимальное время обработки нагнетательных скважин по зоне «ZB» составило 4 мес. с приростом добычи нефти по элементу 1154.5 т, и приростом чистой приведенной стоимости 1.29 % за 20 лет. При изменении геологических и технологических условий оптимальное время обработки изменялось от 2 до 8 мес. С целью максимизации добычи нефти и экономического эффекта необходимо учитывать геологические и технологические параметры при определении оптимального времени обработки нагнетательных скважин.

Материалы и методы. Результаты расчетов на синтетической гидродинамической модели (многовариантное моделирование). Анализ влияния геологических и технологических параметров на оптимальное время обработки нагнетательных скважин.

Ключевые слова: *нефтяной пласт, обработка нагнетательных скважин, прирост добычи нефти, гидродинамическое моделирование*

Для цитирования: Зольников Д.Н. Определение оптимального времени обработки нагнетательных скважин нефтяного пласта с помощью гидродинамического моделирования // Нефтяная провинция.-2023.- №4(36).-С. 113-122. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.113-122>. - EDN KEOIJU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.123-140>

EDN LFOUPU

УДК 622.276.432

**Оптимизация режимов работы нагнетательных скважин
на основе анализа линий тока и матрицы дренирования,
реализованных в гидродинамическом симуляторе**

Копнышева А.Р., Романов А.С., Жубанов А.Т., Пурицкис Я.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: asromanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе описан алгоритм оптимизации режимов работы нагнетательных скважин, основанный на использовании матрицы дренирования и линий тока. Изменение режимов работы нагнетательных скважин позволяет скорректировать темп закачки воды и приемистость нагнетательных скважин с целью увеличения коэффициента охвата пласта заводнением и выравнивания фронта вытеснения нефти водой. Своевременный контроль процесса заводнения и изменение режимов нагнетательных скважин позволят предотвратить преждевременное обводнение добывающих скважин, увеличить их продуктивность и коэффициент извлечения нефти (КИН).

Ключевые слова: *оптимизация режимов, элемент заводнения, коэффициент охвата, неравномерность выработки, застойные зоны, изменение режимов закачки, нагнетательные скважины, добывающие скважины, матрица дренирования, усиление закачки*

Для цитирования: Копнышева А.Р., Романов А.С., Жубанов А.Т., Пурицкис Я.В. Оптимизация режимов работы нагнетательных скважин на основе анализа линий тока и матрицы дренирования, реализованных в гидродинамическом симуляторе // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 123-140. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.123-140>. - EDN LFOUPU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.141-152>

EDN LQLLUB

УДК 338.45:622.276

Возможности управления фондом скважин на основе оценки рентабельности на примере одного из крупных месторождений

Уфимцева М.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В рамках работы рассмотрены возможности оптимизации существующих подходов по работе с низкорентабельным фондом для стабилизации добычи и доходов на зрелых месторождениях.

Остановка нерентабельных скважин имеет важное значение для экономии ресурсов и оптимизации добычи. Это позволяет сосредоточить усилия и ресурсы на более продуктивных скважинах. Появление условно-рентабельных и нерентабельных скважин может происходить по различным причинам, включая низкую производительность и высокие затраты на поддержание работы. Кроме того, остановка нерентабельных скважин может быть необходима не только с экономической точки зрения, но и из-за соблюдения норм законодательства.

Ключевые слова: фонд скважин, нефтегазоконденсатное месторождение, нерентабельные скважины, условно-рентабельные скважины, остановка скважин, газонефтяные залежи, поддержание уровней добычи, низкорентабельный фонд

Для цитирования: Уфимцева М.Н. Возможности управления фондом скважин на основе оценки рентабельности на примере одного из крупных месторождений // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).- С. 141-152. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.141-152>. - EDN LQLLUB

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.153-165>

EDN MSFAAW

УДК 622.276.1/4.001.57

Оценка рисков при планировании разработки пласта Т на основе анализа неопределенностей и многовариантных расчётов

Пономарева Д.В., Усманова З.Р., Барабанов Д.Е.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: dvponomareva2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Настоящая работа посвящена проектированию разработки газовых залежей ТРИЗ в условиях геологической неопределенности. Описан подход к снижению рисков бурения на стадии построения геолого-гидродинамических моделей – составлена матрица параметров неопределенностей, на основе анализа чувствительности выявлены свойства, наиболее влияющие на объем запасов и профиль добычи газа, проведена оценка достоверности прогнозного профиля добычи. В результате выполненной работы предложен план мероприятий по снижению геологических и технологических неопределенностей.

Ключевые слова: *многовариантные расчеты, оптимизация стратегии разработки газовой залежи, анализ неопределенностей геологических и фильтрационных параметров, туронские отложения, трудноизвлекаемые запасы*

Для цитирования: Пономарева Д.В., Усманова З.Р., Барабанов Д.Е. Оценка рисков при планировании разработки пласта Т на основе анализа неопределенностей и многовариантных расчётов // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 153-165. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.153-165>. - EDN MSFAAW

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.166-176>

EDN OMHQW

УДК 661.97

Технология CCUS от теории к практике

Архипов В.Н., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Яценко С.А., Улыбышев Г.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: aaankudinov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье описан подход к комплексной оценке технологии закачки CO₂ в нефтяной низкопроницаемый пласт с целью повышения нефтеотдачи, подразумевающий: набор лабораторных экспериментов, включающий тест на тонкой трубке, Swell и VIT тесты, а также комплекс потоковых исследований на керне; формирование предпосылок для композиционной гидродинамической модели с адаптацией на результаты лабораторных исследований; подбор оптимальной программы опытно-промышленных работ и стратегии промышленной эксплуатации месторождения с закачкой CO₂ на основе технико-экономической оценки.

Ключевые слова: *carbon capture use and storage (CCUS), газовые МУН, моделирование газовых МУН, декарбонизация*

Для цитирования: Архипов В.Н., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Яценко С.А., Улыбышев Г.В. Технология CCUS от теории к практике // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 166-176. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.166-176>. - EDN OMHQW

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.177-193>

EDN OXNWFC

УДК 661.97

Потенциал хранения CO₂ нефтегазового сектора России

Холодионова А.С., Хмелевский Р.Я., Ерка Б.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: askholodionova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Международная политика по достижению углеродной нейтральности остается ключевым направлением в энергетическом развитии нефтегазового сектора России. По ряду международных оценок Россия обладает наибольшим объемом для хранения углекислого газа (CO₂) в мире. Статья отражает потенциальные возможности хранения CO₂ российской нефтегазовой отрасли. Согласно результатам рассмотрения технологической цепочки CCS (Carbon capture and storage) авторами выделен менее затратный этап – геологическое хранение CO₂. На основании отчетов аналитических агентств и международных организаций определены основные аспекты применимости резервуаров для долгосрочного и безопасного хранения CO₂. В работе проанализированы риски по хранению CO₂ в различных геологических формациях. Оценка рисков проведена с использованием матричного метода и количественного анализа на основании расчетной величины индекса рисков. Выявлено, что наиболее эффективным способом сокращения выбросов CO₂ для нефтегазовой промышленности России является геологическое хранение CO₂ в истощенных нефтегазовых коллекторах Западной Сибири.

Ключевые слова: *секвестрация, энергетический переход, выбросы CO₂, геологическое хранение CO₂, декарбонизация, выбросы парниковых газов, технология по улавливанию и хранению углекислого газа, геологическая формация, матрица вероятности, возникновение риска, воздействие на окружающую среду*

Для цитирования: Холодионова А.С., Хмелевский Р.Я., Ерка Б.А. Потенциал хранения CO₂ нефтегазового сектора России // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 177-193. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.177-193>. - EDN OXNWFC

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.194-207>

EDN QIGQKL

УДК 622.276.8(571.1)

Аналитическая методика разделения попутного и растворенного газа на крупном месторождении Западной Сибири

Уфимцева М.Н., Бочкарев А.В., Бондаренко О.А., Грандов Д.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: mnufigimtseva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Из опыта разработки нефтяных месторождений известно, что помимо естественной газовой шапки в пласте, в процессе разработки могут происходить вторичные процессы выделения растворенного газа с образованием по техногенным причинам участков его локализации в свободном состоянии. Данное обстоятельство, в т.ч. приводит к его прорывам к забоям добывающих скважин и значительно увеличивает промысловый газовый фактор (в отличие от утвержденного газосодержания). Соответственно, расчет добычи растворенного газа через утвержденное газосодержание не может быть признан корректным.

На газонефтяных залежах, характеризующихся предельным насыщением, начальное пластовое давление практически соответствует давлению насыщения. Текущее пластовое давление за историю разработки зачастую ниже давления насыщения, даже при своевременной реализации системы поддержания пластового давления (ППД), и газ выделяется из нефти непосредственно в пласте, что приводит к увеличению промыслового газового фактора относительно утвержденного газосодержания. В этом случае, для того чтобы рассчитать историческую добычу растворенного газа, недостаточно использовать газосодержание, определенное в лабораторных условиях по глубинным пробам нефти. Необходимо также учитывать замеры промыслового газового фактора, проводимые непосредственно на скважинах передвижными многофазными замерными установками (МФЗУ) и замеры газа на объектах сбора (ДНС, КСП). Использование всей имеющейся промысловой информации позволит наиболее достоверно оценить объем добычи растворенного газа [1, 2].

В связи с чем возникает практическая необходимость в аналитическом инструменте, который позволял бы оперативно решать проблему разделения исторических и текущих объемов добываемой продукции.

Ключевые слова: *перераспределение добычи, нефтегазоконденсатное месторождение, зоны локализации остаточных запасов, газонефтяные залежи, газосодержание, газовый фактор, давление насыщения, пластовое давление, регрессионная зависимость*

Для цитирования: Уфимцева М.Н., Бочкарев А.В., Бондаренко О.А., Грандов Д.В. Аналитическая методика разделения попутного и растворенного газа на крупном месторождении Западной Сибири // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 194-207. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.194-207>. - EDN QIGQKL

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.208-225>

EDN QSGVKH

УДК 622.279.5

Оценка энергоэффективности системы добычи природного газа «пласт-скважины-газосборная сеть»

Харитонов А.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: ankharitonov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Рациональное использование энергоресурсов и повышение эффективности их использования являются ключевыми задачами для предприятий нефтегазодобывающей отрасли. В работе представлены подходы к оценке энергетической эффективности технологических процессов добычи газа для системы «пласт-скважины-газосборная сеть». Предложен показатель энергоэффективности на основе величины удельной добычи газа на промысле на единицу затрат пластовой энергии. Приведены соотношения для расчета абсолютного, нормированного и относительного значений данного показателя и рассмотрены факторы, влияющие на их величину.

Для анализа причин изменения энергоэффективности предложена методика трехуровневого контроля, включающая расчет показателей гидравлических потерь сначала всей системы «пласт-скважины-ГСС», потом отдельных ее элементов (пласт, скважины, штуцеры, шлейфы) и затем для каждой скважины. Данный подход позволяет выявить сначала проблемные элементы системы, а затем и скважины, негативно влияющие на показатель энергоэффективности.

Приведены результаты апробации методики на Береговом и Харампурском месторождениях (сеноман), которые в целом подтверждают ее работоспособность.

Ключевые слова: *энергоэффективность, энергоресурсы, продуктивный пласт, газосборные сети; дожимная компрессорная станция; установка комплексной подготовки газа; интегрированная модель, удельная добыча газа, пластовое давление, гидравлические потери, депрессия, оптимизация режимов скважин, падающая добыча*

Для цитирования: Харитонов А.Н. Оценка энергоэффективности системы добычи природного газа «пласт-скважины-газосборная сеть» // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 208-225. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.208-225>. - EDN QSGVKH

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.226-238>

EDN SBYGIC

УДК 622.24(571.51)

Новый подход к разбуриванию и заканчиванию скважин в условиях многоконтактных залежей континентального генезиса крупного месторождения Красноярского края

Назаров А.В., Утусиков Я.В., Барабанов Д.Е.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: avnazarov1@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе рассматривается инновационный подход к реализации самостоятельных систем разработки на основе горизонтальных скважин и МЗС для каждого продуктивного объекта в условиях сложного геологического строения: неподтверждение коллектора уже на незначительном удалении от скважин (50-100 м), наличие существенной изменчивости межфлюидных контактов.

Новый подход к формированию программы буровых работ позволяет минимизировать на начальном этапе бурения и исключить в последующем риски, связанные с отсутствием коллектора либо неподтверждением флюдонасыщения.

Ключевые слова: стратегия разработки месторождения, многозбойная скважина, прерывистый коллектор континентального генезиса, проектный фонд скважин, фаза разработки, кустовая площадка, уверенная зона бурения

Для цитирования: Назаров А.В., Утусиков Я.В., Барабанов Д.Е. Новый подход к разбуриванию и заканчиванию скважин в условиях многоконтактных залежей континентального генезиса крупного месторождения Красноярского края // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 226-238. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.226-238>. - EDN SBYGIC

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.239-243>

EDN TONCMU

УДК 004.9:622.276

Совершенствование научно-образовательного процесса в ТИУ на основе взаимодействия с ТННЦ и применения цифровых технологий

Грачева С.К.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

E-mail: skgracheva@tnnc.rosneft.ru, grachevask@tyuiu.ru

Аннотация. В статье приводится уникальный опыт по взаимодействию Тюменского нефтяного научного центра и Тюменского индустриального университета в подготовке высококвалифицированных специалистов по направлению магистратуры «Нефтегазовое дело». Научный центр обеспечивает университет апробированными оригинальными учебными и методическими материалами, в том числе корпоративным программным обеспечением. Привлекаются специалисты и эксперты в предметных областях для чтения профессиональных дисциплин и руководства научно-исследовательскими и выпускными квалификационными работами студентов. В период обучения магистранты закрепляют свои знания на рабочих местах. Такой подход не только повышает уровень подготовки обучающихся, но и уменьшит срок адаптации выпускников на предприятии.

Ключевые слова: *подготовка кадров, молодые специалисты, нефтегазовое дело, научный центр, компетенции, навыки, цифровые технологии, отечественное программное обеспечение, ТННЦ, ТИУ*

Для цитирования: Грачева С.К. Совершенствование научно-образовательного процесса в ТИУ на основе взаимодействия с ТННЦ и применения цифровых технологий // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).- С. 239-243. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.239-243>. - EDN TONCMU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.244-261>

EDN TUUTZK

УДК 551.24+51-7:55(571.1)

**Палеотектонические особенности строения отложений
осадочного чехла Сургутского свода - Северо-Вартовской
мегатеррассы Западно-Сибирской плиты
(месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»)**

Киселева Э.Р., Лялин А.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

E-mail: Elvina.Kiseleva@lukoil.com

Аннотация. Рассмотрены аспекты геологического (структурного и палеоструктурного) строения осадочного – верхнеюрского и нижнемелового - комплексов и сопоставления их с нефтеперспективными участками изучаемой территории. Используются методы интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2D/3D (динамического анализа) и вероятностно-статистического анализа.

Ключевые слова: *Сейсморазведка, МОГТ-3D, динамический анализ, тренд-анализ, пласты, сейсмостратиграфия, разрывные нарушения, флексуры*

Для цитирования: Киселева Э.Р., Лялин А.В. Палеотектонические особенности строения отложений осадочного чехла Сургутского свода - Северо-Вартовской мегатеррассы Западно-Сибирской плиты (месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь») // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 244-261. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.244-261>. - EDN TUUTZK

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.262-274>

EDN VJFSUK

УДК 622.279.23/.4(571.64)

Уточнённая модель газоконденсатного месторождения на шельфе Сахалина

Ванин В.А, Малышева Т.М.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: VAVanin@tnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема корреляции отложений дагинской свиты нижнего-среднего миоцена на примере крупного газоконденсатного месторождения на шельфе о. Сахалин, которое пока не вступило в фазу эксплуатации. Месторождение включено в перечень основных, формирующих минерально-сырьевую базу Сахалинской области [1]. Строение залежи существенно осложнено высокоамплитудными разломами. В рамках создания авторской модели месторождения специалистам корпоративного научного центра удалось обосновать более корректную и логичную с точки зрения осадконакопления корреляцию продуктивных отложений, в сравнении с ранее существующей. Максимальная корректировка маркеров пластов, которая потребовалась, достигала 70 м. при высоте залежи около 300 м. Это повлекло за собой переинтерпретацию 3D сейсморазведки на всей площади месторождения (>100 км.²). Основная причина – масштабный (более 100 м.), но локальный, относящийся только к южной части месторождения, размыв верхнедагинских отложений. В результате песчаные тела, сформированные в условиях палеодельты Амура, в новой модели обрели большую выдержанность по латерали, значительно снижена прерывистость коллекторов, получен прирост запасов 14 %, улучшены характеристики прогнозных профилей добычи.

В работе показаны палеотектонические и геодинамические процессы, повлекшие за собой размыв и переотложение осадков. Описаны перспективы доразведки месторождения по площади и глубине.

Ключевые слова: *Дагинская свита, корреляция отложений, парасеквенс, циклы осадконакопления, рифтогенез, размыв осадков*

Для цитирования: Ванин В.А, Малышева Т.М. Уточнённая модель газоконденсатного месторождения на шельфе Сахалина // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 262-274. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.262-274>. - EDN VJFSUK

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.275-281>

EDN VFSRVV

УДК 622.276.031:532.5

О поправке на забойное давление при моделировании «интеллектуальных» скважин

¹Никифоров Г.А., ²Баушин В.В., ¹Никифоров А.И.

¹ИММ ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

²ООО «Импел», Казань, Россия

E-mail: ganikiforov@mail.ru

Аннотация. Оценены потери давления в горизонтальной интеллектуальной скважине, обусловленных работой электроклапанов. Получена аналитическая зависимость, связывающая забойное давление на скважине с давлением в насосно-компрессорной трубе (НКТ). Выполнены расчеты, иллюстрирующие потери давления при протекании жидкости через отверстия электроклапана.

Ключевые слова: интеллектуальная скважина, забойное давление, электроклапан

Для цитирования: Никифоров Г.А., Баушин В.В., Никифоров А.И. О поправке на забойное давление при моделировании «интеллектуальных» скважин // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 275-281. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.275-281>. - EDN VFSRVV

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.282-298>

EDN VKLNRN

УДК 004.9:622.276.1/.4

Применение алгоритмов машинного обучения для замены компонентов интегрированной модели нефтегазового месторождения

Исмагилова З.Ф., Пристов М.А., Шайхетдинов Р.И.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

E-mail: iiii.iskandar@inbox.ru

Аннотация. В работе рассмотрена методика замены части интегрированной модели нефтегазового месторождения на модель машинного обучения. Это позволит уменьшить время расчета данной модели и увеличить ее отклик. Выделено четыре наиболее подходящих алгоритма, выполнено тестовое обучение и предсказание параметров расчета одного из компонентов интегрированной модели. Как пример рассматривается интегрированная модель нефтегазового месторождения, построенная на базе ПО Petroleum Experts. Созданы и подготовлены синтетические модели и модели реальных месторождений. Оценена степень влияния эксплуатационных параметров на расчет интегрированной модели. Разработаны методики, позволяющие учитывать влияние данных параметров без построения интегрированной модели. Оценена возможность использования машинного обучения для замены компонентов интегрированной модели. Алгоритм машинного обучения написан на языке программирования Python при помощи библиотеки scikit-learn. Интеграция модели машинного обучения с интегрированной моделью производилась в программном продукте Petroleum Experts Resolve.

Ключевые слова: *интегрированное моделирование, модель завода, искусственный интеллект, машинное обучение, регрессия*

Для цитирования: Исмагилова З.Ф., Пристов М.А., Шайхетдинов Р.И. Применение алгоритмов машинного обучения для замены компонентов интегрированной модели нефтегазового месторождения // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 282-298. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.282-298>. - EDN VKLNRN

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.299-318>

EDN WBRVCM

УДК 51-7:622.276

К 100-летию основных аналитических формул кривых падения дебита

Ручкин А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

E-mail: aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье приведены обзорные материалы по применению формул кривых падения дебита, многим из которых более 100 лет, но от этого они не потеряли свою актуальность.

Приведено сопоставление исторических и современных зависимостей, часть из которых, на самом деле, дают близкий результат. Показана история развития кривых падения дебита, особенности их применения и теоретического обоснования, тенденции и текущий статус, отражен практический пример.

Раскрыты истинные первооткрыватели современных формул, которые мы знаем за другим - более поздним авторством.

Материал будет полезен инженерам и исследователям многих компетенций.

Ключевые слова: кривые падения дебита, Лейбензон, Арпс, на истощении, CRM, Stretched Exponent, экспонента

Для цитирования: Ручкин А.А. К 100-летию основных аналитических формул кривых падения дебита // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 299-318. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.299-318>. - EDN WBRVCM

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.319-346>

EDN WWOOGOG

УДК 622.276.42:662.613.5

Литературный анализ способов закачки дымового газа с паром

Бурлуцкий Е.А., Садреева Р.Х., Залятдинов А.А.,

Белоклоков Д.С., Валиуллин И.В

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru

Аннотация. Сокращение негативного воздействия промышленных выбросов в земную атмосферу, а также увеличение периода использования ископаемых ресурсов в наше время - одни из самых актуальных задач топливно-энергетического комплекса России и всего мира. В этой связи закачка дымовых газов с паром на месторождениях нефти для увеличения нефтеотдачи может рассматриваться как экологически безопасный и экономически обоснованный способ сокращения вредных выбросов и полезного применения парниковых газов.

Для закачки в пласт с использованием тепловых методов добычи нефти могут применяться дымовые газы, генерируемые электростанциями или другими промышленными объектами, сжигающими ископаемое топливо – природный газ, мазут, уголь и др.

Методам теплового извлечения уделяется большое внимание в лабораториях для лучшего понимания механизмов их применения. Среди методов, используемых для интенсификации и наращивания добычи тяжелой нефти, наиболее известным и применяемым во всем мире является закачка пара.

Все способы теплового извлечения можно рассматривать как закачку энергии (в виде тепла) в пласт, что приводит к нагреву нефти, что снижает ее вязкость и улучшает подвижность, облегчая вытеснение. Под действием тепла активизируются и другие механизмы, такие как расширение породы, при котором нефть вытесняется из пор породы, и дистилляция нефти, при которой легкие фракции испаряются, образуя смешивающийся фронт перед паром. Ряд исследователей (Хардинг и др. 1983) ("Наср и др. 1987) и более поздние (Гойт, 1999), (Йи, 2002), ("Симангунсонг", 2005), ("Лабуасьер", 2009) и ("Риос", 2011) представили в своих работах ряд экспериментальных исследований по закачке пара и пара в сочетании с такими добавками, как пропан, азот, углекислый газ, воздух и дымовые газы.

При использовании тепловых методов достигаются высокие коэффициенты извлечения, однако часто возникают проблемы с эксплуатационной эффективностью. Эффективность эксплуатации связана с высокими затратами на производство пара и очистку добываемой воды. Возникает проблема, когда эти затраты в конкретном проекте становятся нерентабельными. Проблема может быть переведена в плоскость необходимости снижения нормы объема закачиваемого пара на единицу объема добываемой нефти. Последние исследования показывают, что закачка пара с инертными газами позволяет снизить этот показатель ("Лабуасьер", 2009; "Риос", 2011).

В статье проанализирован мировой опыт исследований эффективности вытеснения нефти с использованием пара и дымовых газов.

Ключевые слова: *повышение нефтеотдачи, дымовые газы, метод увеличения нефтеотдачи, вытеснение нефти, керн*

Для цитирования: Бурлуцкий Е.А., Садреева Р.Х., Залятдинов А.А., Белоклоков Д.С., Валиуллин И.В. Литературный анализ способов закачки дымового газа с паром // Нефтяная провинция.- 2023.-№4(36).-С. 319-346. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.319-346>. - EDN WWOOGOG

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.347-358>

EDN XFCQWW

УДК 543.4

Метрологические характеристики метода определения нефти в промысловых сточных водах

¹Мифтахутдинов Д.А., ²Романова Р.Г., ³Садриев А.Р.

¹АО «ВНИИУС», Казань, Россия

²КНИТУ, Казань, Россия

³СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия

E-mail: dam-90@mail.ru

Аннотация. В работе приводятся результаты экспериментальных испытаний методики определения нефти в промысловых сточных водах с использованием в качестве экстрагента трехкомпонентного растворителя, состоящего из н-гексана, изооктана и ксилола. С целью определения метрологических характеристик метода проведен анализ причин возникновения неопределенности. С учетом результатов анализа и требований РМГ 61-2010 разработана программа, устанавливающая порядок, организацию и объём исследований по оцениванию показателей точности. При подготовке к проведению измерений был проведён анализ исходных данных, выбраны условия выполнения измерений, средство измерений (модельные растворы), результат измерения которого был использован в качестве принятого опорного значения. Проведена серия испытаний по определению оптической плотности модельных растворов фотоколориметрическим методом (12 результатов, по 4 измерения в трёх лабораториях) в двух точках каждого диапазона измерений с последующим вычислением массовой концентрации нефти. В результате оценивания показателей точности при проведении аттестации методики измерений установлены значения предела воспроизводимости и расширенной неопределённости результата измерения.

Ключевые слова: нефть в воде, анализ, экстракция, органические растворители, фотоколориметрический метод, метрологические характеристики, стандартная и расширенная неопределенность

Для цитирования: Мифтахутдинов Д.А., Романова Р.Г., Садриев А.Р. Метрологические характеристики метода определения нефти в промысловых сточных водах // Нефтяная провинция.-2023.- №4(36).-С. 347-358. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.347-358>. - EDN XFCQWW

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.359-368>

EDN XITFZG

УДК 622.24.051.55

Актуальность адаптации применения шарошечных долот при бурении в переслаивающихся горных породах

Валямов К.Р., Ишбаев Г.Г.

НПП «БУРИНТЕХ», г. Уфа, Россия

E-mail: karimrus@gmail.com

Аннотация. Эффективность строительства скважины во многом определяется эффективностью работы породоразрушающего инструмента, ресурс которого зависит от горно-геологических условий в интервалах его применения. При этом долото испытывает максимальные нагрузки, в том числе и на элементы вооружения. Несмотря на широкое распространение PDC долот, в определенных условиях бурения скважин эффективно применять шарошечные долота. Предлагаемые улучшения методических рекомендаций режима бурения позволяют достигать высокой механической скорости проходки.

Ключевые слова: ООО НПП «БУРИНТЕХ», нефть, газ, бурение, шарошечное долото, породоразрушающий инструмент, режим бурения, осевая нагрузка, механическая скорость проходки

Для цитирования: Валямов К.Р., Ишбаев Г.Г. Актуальность адаптации применения шарошечных долот при бурении в переслаивающихся горных породах // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 359-368. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.359-368>. - EDN XITFZG

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.369-383>

EDN ZJJHBQ

УДК 622.245.422

Влияние порошка nano-частиц цеолита на долговечность скважинного цемента класса G

Мохаммедамин А.И.М.

Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ),

Уфа, Россия

E-mail: alimestudent@gmail.com

Аннотация. Для обеспечения структурной поддержки обсадной колонны и изоляции призабойных зон при цементировании скважин, необходимо раннее развитие прочности цементного камня. В данной статье представлены экспериментальные результаты влияния nano-цеолита (размер частиц ≤ 100 нм) на прочность при сжатии для повышения начальной прочности цемента класса G. Кубические образцы были приготовлены с тремя различными добавками nano-цеолита: 0,5 %, 1 % и 1,5 % по массе цемента (BWOC). Образцы отверждали на водяной бане при атмосферном давлении, причем температура нагревания составляла 60°C (140° F) , а длительность - 8 часов. Прочность на сжатие определяли путем прессования образцов в прессе (разрушающий метод) в соответствии со стандартом Американского института нефти (API). Результаты показали, что добавление 1,5 % nano-цеолита приводит к повышению ранней прочности на 32,4 %. Nano-цеолита указывали на пуццолановое поведение с большим объемом свободного пространства и высокой способностью к катионообмену. Они способны поглощать молекулы с медленной, средней и быстрой скоростью. Эти свойства помогают повысить прочность цементных смесей.

Ключевые слова: *Портландцемент, цементирование скважины, цементный раствор, nano-цеолит, цемент класса G, прочность на сжатие, механические свойства, водяная баня, гидрата силиката кальция (C-S-H), пуццолановая реакция*

Для цитирования: Мохаммедамин А.И.М. Влияние порошка nano-частиц цеолита на долговечность скважинного цемента класса G // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 369-383. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.369-383>. - EDN ZJJHBQ