

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

НЕФТЬ И ГАЗ: ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ

Материалы

Национальной научно-практической конференции

Том I

Геология и геофизика месторождений нефти и газа

Бурение нефтяных и газовых скважин

Разработка нефтяных и газовых месторождений

Строительство и обустройство нефтегазопромыслов

*Проектирование, сооружение и эксплуатация
систем транспорта углеводородного сырья*

*Автоматизация, моделирование и информационные технологии
в нефтегазовой отрасли и геологии*

Тюмень
ТИУ
2019

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

Н 72

Ответственный редактор:
кандидат технических наук, доцент П. В. Евтин

Редакционная коллегия:
Д. В. Пяльченков (зам. ответственного редактора),
И. П. Попов, Е. В. Паникаровский, В. Ф. Бай,
С. Ю. Торопов, О. Н. Кузяков

Нефть и газ: технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции : Т. 1 / отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2019. — 208 с. – Текст : непосредственный.

ISBN 978-5-9961-2228-8 (общ.)

ISBN 978-5-9961-2229-5 (том 1)

В материалах конференции изложены результаты исследовательских опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В состав первого тома вошли материалы работы секций: «Геология и геофизика месторождений нефти и газа», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Разработка нефтяных и газовых месторождений», «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов», «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта углеводородного сырья» и «Автоматизация, моделирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии».

Издание предназначено для научных и инженерно-технических работников, руководителей и управленческих работников предприятий нефтегазовой отрасли, а также аспирантов и студентов технических вузов.

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

ISBN 978-5-9961-2228-8 (общ.)
ISBN 978-5-9961-2229-5 (том 1)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2019

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «Геология и геофизика месторождений нефти и газа»	8
Использование циклитов при создании геологической модели пласта БС₁₀³⁻² Имилорского месторождения	8
<i>Малюгина А.Д., Антипин Я.О.</i>	
Определение нефтеперспективных областей с помощью фациального анализа на примере объекта БС₁₁ Дружного месторождения	11
<i>Лаптей А.Г., Рахимов Р.М.</i>	
Возможности и преимущества геостатистической инверсии на примере одного из месторождений полуострова Гыдан	14
<i>Рамих И.В., Хамитуллин И.М.</i>	
Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в районе Усть-Балыкского месторождения нефти	17
<i>Сабанина И.Г., Семенова Т.В.</i>	
Литологическая типизация разреза для оценки ресурсов в отложениях баженовской свиты Имилорского месторождения	20
<i>Сивкова А.В., Долматова С.С., Тарачева Е.С.</i>	
Особенности химического и компонентного состава баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов	23
<i>Спиридонов Д.А., Колпаков В.В.</i>	
Литолого-петрографические исследования пород-коллекторов баженовской свиты (на примере Когалымского региона)	25
<i>Шайхутдинова Г.Х., Гришкевич В.Ф.</i>	
СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин»	29
О роботизации и автоматизации при строительстве горизонтальных скважин для извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти	29
<i>Бастриков С.Н.</i>	
Технологии воздействия на призабойную зону пласта	31
<i>Ващенко И.В., Самоловов И.А, Семененко А.Ф.</i>	
Технические решения при интенсификации притоков и добыче нефти	34
<i>Клещенко И.И, Закиров Н.Н., Семененко А.Ф.</i>	
Анализ и обоснование рациональных конструкций скважин	36
<i>Макаров К.В.¹, Коротков С.А.², Семененко А.Ф.³</i>	
Математическое моделирование процесса перфорации с помощью гидравлического бурового перфоратора при разработке нефтяных и газовых месторождений	39
<i>Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Денисова Т.В.</i>	
Проблемы автоматизации технологического процесса бурения нефтегазовых скважин	42
<i>Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Денисова Т.В.</i>	
Влияние соединительной муфты на перепад давления в кольцевом канале	44
<i>Орлик Е.В., Игнатенко Я.С., Бочаров О.Б.</i>	
Газовый вулканизм северо-запада черного моря	47
<i>Салтыков В.В.¹, Овчинников В.П.¹, Пасынков А.А.²</i>	
Повышение нефтеотдачи трещиноватых коллекторов Восточной Сибири применением соляно-кислотной обработки	50
<i>Хайбулин И.А.¹, Коротков С.А.², Денисенко К.С.²</i>	

Обзор технологий интенсификации притока углеводородов в добывающих скважинах методом создания трещин в продуктивном пласте	52
<i>Цилибин В.В., Микляев А.И., Леонтьев Д.С.</i>	
Совершенствование технологии освоения скважин за счет применения поверхностно-активных веществ.....	55
<i>Шмыгля Н.С., Тимиров А.Д., Леонтьев Д.С.</i>	
СЕКЦИЯ «Разработка нефтяных и газовых месторождений»	58
Адаптация алгоритма расчёта фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях неопределённости исходных данных	58
<i>Гильманов А.Я., Киселев Д.А., Шевелёв А.П.</i>	
Моделирование разработки объекта ДЮК (доюрского комплекса).....	60
<i>Дергачёв Р.В.</i>	
Различные способы задания проницаемости при адаптации гидродинамической модели.....	63
<i>Джамалутин В.М.</i>	
Определение коэффициента модифицированного уравнение Эйнштейна для описания вязкости обводненной нефти месторождений Западной Сибири	65
<i>Дроздов А.С., Леонтьев С.А.</i>	
Система автоматизированного учёта и измерения НКТ при текущем и капитальном ремонте скважин	67
<i>Имамов Р.В.</i>	
Электротепловое воздействие на призабойную зону газоконденсатных месторождений.....	71
<i>Костина Е.С.</i>	
Опыт применения типового блочно-модульного принципа на примере УПН Тазовского месторождения.....	73
<i>Максимова Д.В., Гурьянова О.П., Николаев А.В.</i>	
Выбор оптимальных режимов работы газовых скважин в условиях поздней стадии разработки газовых залежей.....	76
<i>Мамчистова Е.И., Татариков Д.А.</i>	
Возможность использования щелевой перфорации с промывочной жидкостью углеводородного состава при разработке глинисто-сланцевых коллекторов.....	78
<i>Миронычев, В.Г., Кашин, Г.Ю.</i>	
Теоретическое исследование двухфазного течения в пористом коллекторе с учетом разложения газового гидрата.....	81
<i>Мусакаев Н.Г.^{1,2,3}, Бельских Д.С.¹</i>	
Обоснование размещения добывающих скважин на основе литофациального анализа и прогноз эффективности эксплуатации	83
<i>Румянцев В.И.</i>	
Применение планарных наночастиц углерода для повышения нефтеотдачи пластов на завершающих этапах разработки месторождений.....	86
<i>Сафаргалиев Р.Ф., Пахаруков Ю.В., Шабиев Ф.К.</i>	
Выявление зон и источников опережающего обводнения.....	89
<i>Сафонов А.В., Кондратьев М.А.</i>	
Применение вероятностного подхода к формированию оптимальной системы разработки на примере объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения	92
<i>Сенцов А.Ю., Полякова Н.С., Анкудинов А.А.</i>	

Подготовка отчета экспертизы о качестве построения цифровой трехмерной фильтрационной модели на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	94
<i>Степанов М.М.</i>	
Алгоритм расчета плотности и вязкости пластовых вод Восточной Сибири для гидродинамического моделирования	97
<i>Токмакова П.Г.</i>	
Упрочнение цементного камня графеновыми наночастицами, при цементировании обсадных колонн	99
<i>Шабиев Ф.К.^{1,2}, Пахаруков Ю.В.^{1,2}, Сафаргалиев Р.Ф.^{1,2}</i>	
СЕКЦИЯ «Строительство и обустройство нефтегазопромислов»	102
Оптимизация конструктивных решений отдельно стоящих фундаментов	102
<i>Бай В.Ф., Сафарян В.С.</i>	
Анализ результатов расчетов дощатой рамы пролетом 15 метров в различных расчетных моделях	105
<i>Ващенко С.А., Филисюк В.Г.</i>	
Методика выбора модели и организации работы проектного офиса строительной фирмы	108
<i>Гусарова М.С., Матыс Е.Г., Некрасова И.Ю.</i>	
Методы укрепления слабых грунтов оснований	110
<i>Козеева М.Е.</i>	
Строительство промысловых дорог в сложных геологических условиях с применением геостила	112
<i>Козеева М.Е.</i>	
Лабораторные исследования распределения механических характеристик стали по сечению гнутого тонкостенного профиля	115
<i>Корсун Н.Д., Простакишина Д.А.</i>	
Анализ влияния отклонений от проектных решений на надежность кирпичной кладки	118
<i>Корсун Н.Д., Милимбаева С.Р.</i>	
Методика и алгоритм расчета полей напряжений в составном сечении из тонкостенных профилей	121
<i>Корсун Н.Д., Тякин Д.Р.</i>	
Допуски СРО для персонала заказчика	123
<i>Набоков А.В., Шекляев С.В.</i>	
Разрешительная документация на объекты строительства	126
<i>Набоков А.В., Шекляев С. В.</i>	
Необходимость организационно-управленческого анализа для повышения результатов деятельности организации ООО «ПСК «ТСМ»	129
<i>Некрасова И.Ю., Меллер Н.В.</i>	
Снижение шума на энергетических объектах в составе инфраструктуры предприятий ТЭК	132
<i>Плотников А.С., Жилина Т.С.</i>	
Определение несущей способности свай типа «Атлант»	135
<i>Пронозин Я.А., Сальный И.С., Брагарь Е.П.</i>	
Дисперсно-армированные строительные материалы для сооружения нефтегазовых объектов	138
<i>Серебренников А.А.¹, Панов В.И.¹, Серебренников Д.А.²</i>	

СЕКЦИЯ «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта углеводородного сырья»	142
Многофакторное теплофизическое моделирование процесса промерзания и оттаивания грунтовых оснований магистральных нефтепроводов в условиях Арктики.....	142
<i>Голик В.В., Земенков Ю.Д.</i>	
Определение критической силы подземного магистрального газопровода при динамическом расчёте.....	144
<i>Дмитриев А.В., Соколов В.Г.</i>	
Интеллектуальное управление надёжностью и эффективностью технологических процессов в системах транспорта и хранения углеводородов	148
<i>Земенкова М.Ю., Земенков Ю.Д., Чижевская Е.Л.</i>	
Зависимость сорбции водорода от рН грунта в случае подпленочной коррозии магистрального газопровода	151
<i>Зозулько Р.А.¹, Чучкалов М.В.², Латыпов О.Р.¹</i>	
Напряженно-деформированное состояние трубопровода при ремонте методом футеровки	153
<i>Иванова Е.Ю.</i>	
Перспективы развития внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов. Новый метод определения пространственного положения трубопровода.....	156
<i>Разбойников А.А., Мартюк Д.Р.</i>	
Моделирование взаимодействия компонентов системы «трубопровод-грунт» с учетом нагрузки от ледовой экзарации	158
<i>Силина И.Г., Иванов В.А.</i>	
Исследование влияния локальной области неоднородности грунтового основания на НДС резервуара.....	160
<i>Тарасенко А.А., Грученкова А.А.</i>	
Разработка конечно-элементной модели резервуара с локальной неоднородностью грунтового основания.....	163
<i>Тарасенко А.А., Чепур П.В., Грученкова А.А.</i>	
Применение проекционного метода применительно к расчёту параметров нагрузки трубопроводов	166
Перспективная структура мониторинга газоперекачивающих агрегатов	169
<i>Чекардовский С.М.</i>	
Планирование экспериментальных исследований оборудования нефтегазопромыслов	172
<i>Чекардовский М.Н., Чекардовский С.И., Чекардовская И.А.</i>	
Анализ сейсмостойкой устойчивости резервуара типа «РВС» с применением линейно-спектрального метода	175
<i>Чепур П.В., Тарасенко А.А., Эсиева К.А.</i>	
СЕКЦИЯ «Автоматизация, моделирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии».....	178
Применение геоинформационных технологий для пространственно-временного обеспечения цифровизации нефтегазовой отрасли на территориях Крайнего Севера	178
<i>Бударова В.А., Мартынова Н.Г., Шереметинский А.В.</i>	

Возможности высокоточных альтернативных численных моделей для исследования нелинейных процессов фильтрации	181
<i>Грачев С.И.¹, Стрекалов А.В.² Мулявин С. Ф.¹</i>	
Численное моделирование стационарного температурного поля пласта с применением «точной схемы»	183
<i>Гумерова Н.В.</i>	
Автоматизированный замерный узел расхода и количества газа на нейронечетких алгоритмах.....	185
<i>Даев Ж.А.</i>	
Цифровая экономика в нефтегазовой отрасли	188
<i>Дерюгина О.П., Шабарчин А.А.</i>	
Расчет теплового влияния добывающей скважины на вмещающий массив многолетнемерзлых пород.....	190
<i>Колес Ж.М., Щипанов П.А.</i>	
Метод диагностирования работы газосборной сети в не оптимальном режиме... 	193
<i>Кузякин И.О.</i>	
Инновационная энергетическая установка.....	196
<i>Логачев В.Г.</i>	
Расчеты скоростей течений газа в свободных огненных вихрях	199
<i>Обухов А.Г.</i>	
Анализ состояния узлов и агрегатов блочно-модульных станций путем автоматизации систем вентиляции	201
<i>Симбирев О.В., Жилина Т.С.</i>	
Моделирование ламинарного и турбулентного течения жидкостей (на примере гидравлических потерь при установившейся циркуляции бурового раствора)... 	204
<i>Тамер О.С., Козлов А.В.</i>	
Инжекция диоксида серы в пласт, частично насыщенный водой.....	206
<i>Хасанов М.К.¹, Столбовский М.В.²</i>	

СЕКЦИЯ «Геология и геофизика месторождений нефти и газа»

Использование циклитов при создании геологической модели пласта BC_{10}^{3-2} Имилорского месторождения

Малюгина А.Д., Антипин Я.О.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

Несмотря на довольно резкую литологическую изменчивость, коллекторы шельфовых пластов неокомского возраста BC_{10} и BC_{11} на Имилорском участке недр характеризуются несравнимо лучшими ФЕС, по сравнению с нижележащими пластами ачимовской толщи и юры. Поэтому поиск новых залежей нефти, приуроченных к этим пластам, и их ускоренный ввод в разработку является актуальной задачей.

Продуктивный пласт BC_{10}^{3-2} стратиграфически приурочен к верхней части сортымской свиты и представляет собой достаточно сложную, литологически изменчивую толщу часто чередующихся песчаных, алевролитовых и глинистых пород.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов изучены на 35 образцах керна. Пористость коллекторов изменяется от 15,2 до 20,9 %, проницаемость – от 2,3 до 14 мД. Коллекторы относятся к V классу по классификации Ханина.

Водонефтяной контакт принят ранее на абсолютной отметке минус 2601 м.

Первоначально пласт BC_{10}^{3-2} рассматривался как целостный геологический объект, позже в его строении было выделено два циклита. Действующая геологическая модель (ГМ) пласта BC_{10}^{3-2} с двумя циклитами была построена с учетом всей имеющейся информации [1] на момент создания и до 2018 года соответствовала всем требованиям для гидродинамического моделирования, проектные показатели разработки соответствовали фактическим.

По мере накопления опыта разработки и роста выработки запасов возникла потребность создания новой геологической модели для эффективного гидродинамического моделирования. В текущей гидродинамической модели (ГДМ) существовало три основных проблемы. Во-первых, не хватало связности по прослоям коллекторов между скважинами. Во-вторых, из-за высокого содержания воды в продукции возникала необходимость подключения в ГДМ перетоков с пласта BC_{10}^{3-3} вручную. В-третьих, имелись зоны высокой плотности запасов, противоречащие фактическим показателям работы скважин.

Для детализации геологической модели и связности прослоев также учитывались данные гидродинамических исследований. При проведении

трассерных исследований была установлена связь между скважиной № 280 и скважинами №№ 211Г, 214, 240Г, 260, 261, 279, 391У, со скважинами №№ 274, 390У связь отсутствует, также установлена связь между скважиной № 370 и скважинами №№ 310Г, 313Г, 341Г, 342Г, 543Р, со скважиной № 390У связи нет. По результатам гидропрослушивания установлена связь между скв. № 292У и № 275У, со скважиной № 274У не установлена. Т. е., гидродинамическая связь присутствует во всем объеме пласта в центральной части залежи, тогда как в краевых областях связь ослаблена (рисунок 1).

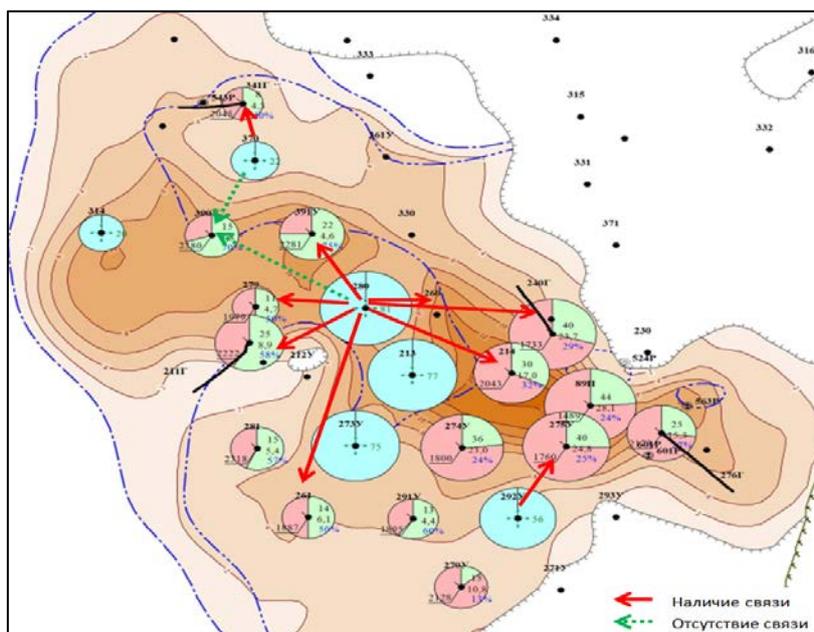


Рисунок 1. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин с текущими отборами на 01.02.2018 и результатами гидродинамических исследований

Повторный анализ промыслового материала позволил детализировать строение пласта. В итоге два продуктивных циклита из действующей геологической модели остались, но были существенно уточнены стратиграфические отбивки. Также добавлен третий водонасыщенный циклит, ранее выделявшийся в ряде скважин как пласт $БС_{10}^{3-3}$.

При 3D моделировании для пласта $БС_{10}^{3-2}$ был осуществлен расчет переходной зоны с учетом дифференциации по ФЕС. При этом использован стандартный подход с привлечением данных капилляриметрии и выражения для расчета высоты над зеркалом чистой воды Δh [2].

Совмещенные значения $K_{вкр}$ (ВНК) и кривые зависимости изменения K_v (K_n) от высоты над уровнем зеркала чистой воды Δh показывают, что уровень ВНК не горизонтален и может менять свое положение в зависимости от изменения ФЕС коллекторов до 20 м.

Для пласта $БС_{10}^{3-2}$ был осуществлен подбор значений зеркала чистой воды с учетом настройки модели переходной зоны таким образом, чтобы K_n по электрической модели и K_n по модели переходной зоны совпадали в

пласта толщиной более 1,5 метров. Данный подбор осуществлялся как для пласта целиком, так и дифференцированно по двум линзам.

В итоге получено, что поверхности ВНК для двух продуктивных линз пласта БС₁₀³⁻² существенно отличаются и применение единых абсолютных отметок в данном случае не правомерно.

По усовершенствованной модели пересчитаны геологические запасы, которые сократились на 30 %. Полученная величина запасов вероятно более реалистична, так как при моделировании был осуществлен расчет нефтенасыщенности по модели переходной зоны с учетом дифференциации по ФЕС.

В западной неразбуренной части проявилось значительное расхождение в значениях толщин. Ранее в этой зоне планировалось проведение ГТМ (бурение боковых стволов). По новой модели видна нецелесообразность их проведения на данном участке.

На рисунке 2 представлено сопоставление геологических разрезов по действующей и новой моделям.

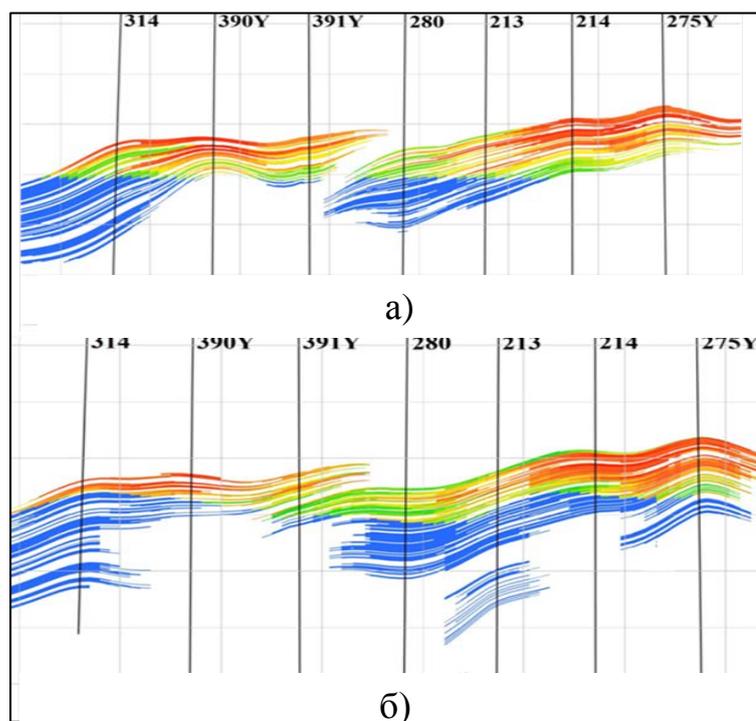


Рисунок 2. Геологические разрезы по линии скважин 314-390У-391У-280-213-214-275У: а) по действующей модели, б) по новой модели

При гидродинамическом моделировании настройка упрощена, модификаторы используются в единичных скважинах. Добавленный третий водонасыщенный цикл позволил исключить применение фиктивных водонасыщенных ячеек для перетоков, при этом добиться обводненности продукции пласта соответствующей фактической.

В новой модели удалось достичь необходимой связности, которая позволяет более эффективно прогнозировать выработку запасов.

Библиографический список

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 375 с.
2. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В. И. Петерсилье ; Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.

Определение нефтеперспективных областей с помощью фациального анализа на примере объекта БС₁₁ Дружного месторождения

Лантей А.Г., Рахимов Р.М.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень

В работе рассмотрено строение объекта БС₁₁ Дружного месторождения: формирование отложений, геологическая модель, характеристика ФЕС и толщин. Проведён фациальный анализ, а также анализ геологических мероприятий по извлечению нефти. Сформулированы рекомендации для дальнейшей разработки объекта БС₁₁.

Дружное месторождение расположено в северо-восточной части Сургутского НГР Среднеобской НГО, многопластовое, крупное по запасам.

Горизонт БС₁₁ Дружного месторождения приурочен к шельфовой части клиноформного резервуара БС₁₁₋₁₃, рисунок 1 [1]. В пределах Дружного месторождения продуктивные пласты представлены только его шельфовой частью, формировавшейся в условиях неглубокого моря, в прибрежно-морской обстановке на пологом склоне морского дна.

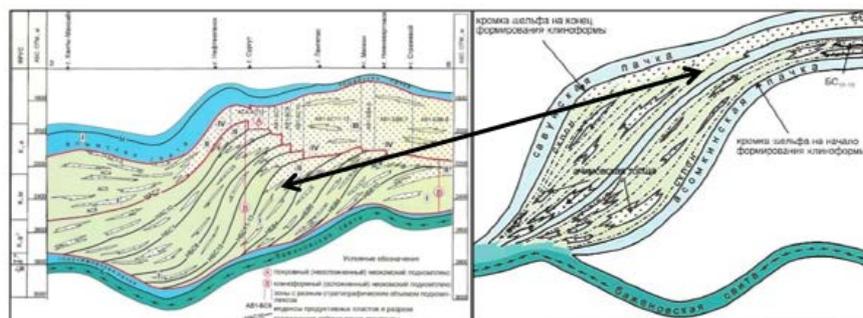


Рисунок. 1. Принципиальная схема строения резервуара БС₁₁₋₁₃

Фации определялись по электрометрическим «образам» методики В.С. Муромцева [2] по представленным продуктивным пластам БС₁₁⁰, БС₁₁¹, БС₁₁². Отложения резервуара БС₁₁ представлены фациями (рисунок 2): пляж, лагуна, приливно-отливные течения, устьевые бары, вдольбереговые бары, барьерные острова, промоины разрывных течений, головные части разрывных течений, зоны ухудшенных коллекторов .

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают фации баров и русловой части дельтового комплекса. Для них характерны высокие фильтрационные свойства и низкая остаточная водонасыщенность.

Лучшими условиями осадконакопления характеризуется пласт BC_{11}^2 (около 30–42 % прослоев представлено баровыми телами и каналами дельтового комплекса). Более худшими условиями осадконакопления из анализируемой группы пластов характеризуется пласт BC_{11}^0 (более 30-43 % прослоев – фации промоин и головных частей разрывных течений).

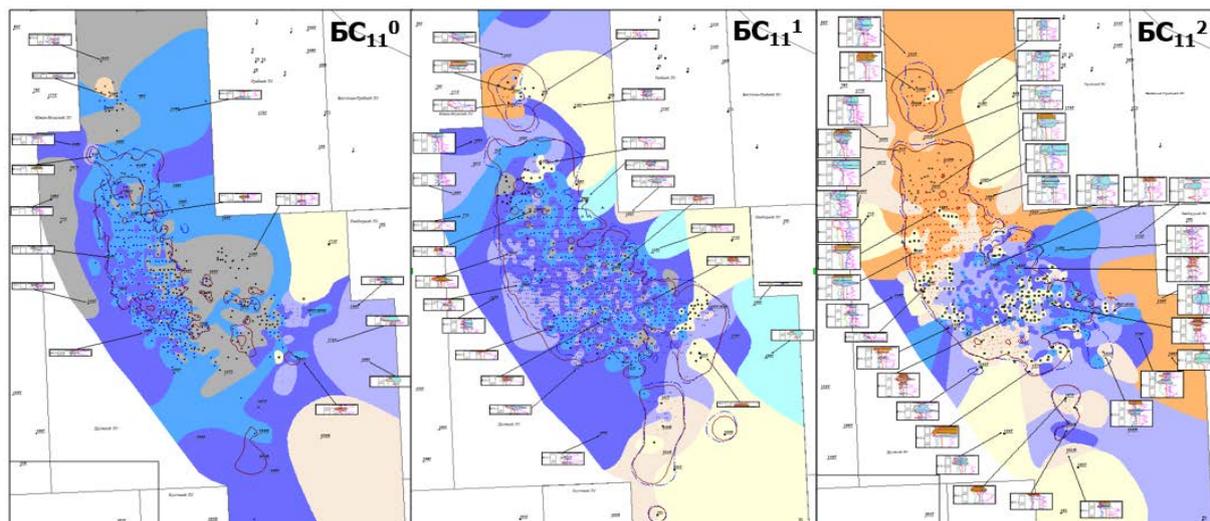


Рисунок. 2. Электрофациальная характеристика пластов BC_{11}^0 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2

Рост обводненности на объекте опережает темпы выработки запасов. Характеристики и текущие показатели выработки запасов свидетельствуют о недостаточно эффективной выработке запасов нефти. При сложившейся системе разработки достижение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения не прогнозируется.

Проведен анализ среднегодовой добычи по фациям. В скважинах с максимальным уровнем среднегодовой добычи проведены ГТМ: зарезка боковых стволов вдоль оси развития фации для фации «устьевой бар» и «барьерный остров», для фации «пляж» (BC_{11}^1); возвратный фонд для фации «промоины разрывных течений», для фации «пляж» (BC_{11}^2).

С учетом фациального анализа и выработки запасов по пластам группы BC_{11} сформулированы рекомендации по корректировке проведения ГТМ в 2019 году (таблица 1), а также представлены схемы расположения нефтеперспективных областей (рисунок 3).

С учетом выданных рекомендаций по корректировке ГТМ с учётом фациального анализа по объекту BC_{11} Дружного месторождения оптимизация инвестиций составит 422 млн руб.

Различия в свойствах коллекторов одновозрастных отложений связаны с разными фациальными обстановками при их формировании. Фациальный анализ необходимо использовать при построении геологических моделей, выборе системы разработки и подборе ГТМ.

Предложения по корректировке Программы ГТМ в 2019 году

Предложения по корректировке ГТМ	БС ₁₁ ¹	БС ₁₁ ²	Всего
БС не рекомендуется к реализации	6	1	7
Рекомендуется корректировка направления БС	3	0	3
Дополнительное размещение БС	1	1	2
Дополнительное размещение скв. возвратного фонда	2	2	4
БС без изменения	4	0	4
Возвратный фонд без изменения	1	2	3

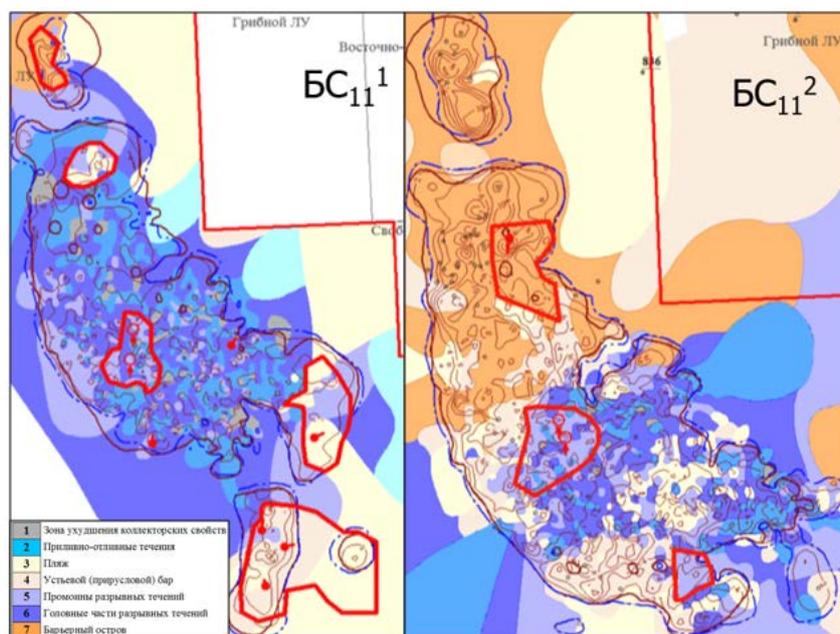


Рисунок 3. Схемы расположения нефтеперспективных областей пластов БС₁₁¹ и БС₁₁²

Для повышения эффективности ГТМ на месторождениях, вступивших на позднюю стадию разработки, рекомендуется проводить факультативный анализ с целью уточнения характеристик пласта и планирования ГТМ по извлечению нефти (объекты группы БС на Тевлинско-Русскинском, Южно-Ягунском, Кустовом месторождениях).

Библиографический список

1. Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа-Югры: Атлас / ГП ХМАО – Югры «НАЦ РН им. Шпильмана». – Ханты-Мансийск, 2007. – 193 с.
2. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Москва: Недра, 1984. – 260 с.

Возможности и преимущества геостатистической инверсии на примере одного из месторождений полуострова Гыдан

Рамих И.В., Хамитуллин И.М.

ООО «НОВАТЭК-НТЦ», г. Тюмень

Аннотация. В статье рассмотрены основные этапы геостатистической инверсии и полученные результаты при прогнозе коллекторских свойств в межскважинном пространстве в интервале пласта ТП₁ на одном из месторождений полуострова Гыдан. Приведены основные возможности геостатистической инверсии, а также описаны преимущества перед детерминистической инверсией.

На сегодняшний день для решения большинства задач, стоящих перед геологами, результатов только традиционной кинематической интерпретации уже недостаточно. Все более востребованной становится информация о литологическом составе и фильтрационно-емкостных свойствах разреза, для получения которой используют динамические характеристики волнового поля. В зависимости от степени изученности месторождения, от качества и полноты имеющихся геолого-геофизических данных и от поставленных задач выбирается та или иная методика динамической интерпретации: от традиционного АVO-анализа до геостатистических методов решения.

На примере нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири, расположенного на полуострове Гыдан, будут рассмотрены основные этапы геостатистической инверсии. Основным продуктивным интервалом данного месторождения являются пласты танопчинской свиты, которые характеризуются чередованием прибрежно-морских и континентальных отложений. Для таких пластов характерна резкая литологическая изменчивость, встречаются частые прослои углей, а также свойственна высокая расчлененность песчаников с разным характером насыщения.

Площадь сейсморазведочных работ 3D составляет 1850 км². Полученные сейсмические материалы имеют удовлетворительное качество и являются пригодными для проведения алгоритмов инверсии. На месторождении расположено пять скважин с выполненным современным комплексом широкополосного акустического и плотностного каротажей, также имеются данные об исследованиях керна в интервале танопчинской свиты.

Ранее на данном месторождении была выполнена детерминистическая синхронная инверсия с целью использования результатов прогноза для построения геологической модели 3D. Но результаты данного вида инверсии характеризуются только временной областью, и не согласованностью со скважинными данными. Результаты детерминистической инверсии возможно использовать только в качестве 2D тренда. Также к недостаткам

метода можно отнести отсутствие информации о расчлененности коллекторов по разрезу. Поэтому для построения надежной геологической 3D модели на основе результатов сейсмической инверсии была применена технология геостатистической инверсии.

Важным этапом подготовки данных к геостатистической инверсии является определение количества литотипов для моделирования и их количественная репрезентативность. Основанием для проведения инверсии является возможность разделения литотипа в поле упругих параметров, если контрастность литотипов более 2σ [1]. В исследуемом интервале были выделены 3 литотипа – газонасыщенный песчаник и водонасыщенный песчаник и неколлектор, в который объединили плотные породы, уголь, глина.

Затем строят статистическую модель инверсии, которая имеет две составляющие: многомерные функции плотности вероятности упругих параметров для каждого литотипа, а также вертикальные и горизонтальные вариограммы дискретных и упругих параметров. Для создания вертикальной вариограммы использовали скважинные данные, а для создания горизонтальной – сейсмические данные.

Неотъемлемой частью процесса инверсионных преобразований являются процедуры контроля качества на каждом из этапов работы. После построения статистической модели необходимо выполнить геостатистическую инверсию без включения скважин в решение. Полученные результаты позволяют оценить качество созданной статистической модели по скважинным данным и оценить наличие отклика сейсмических данных на литологию.

Не менее важной процедурой контроля качества геостатистической инверсии является оценка сходимости синтетического и наблюдаемого волновых полей. Низкий уровень невязок или их отсутствие указывают на кондиционность результатов геостатистической инверсии. На разрезе невязок отсутствуют когерентные отражения, что говорит о качественном восстановлении синтетического поля.

После создания надежной статистической модели и проверки согласованности решения с сейсмическими данными выполняется просчет геостатистической инверсии с включением скважин. На рассматриваемом лицензионном участке в исследуемом интервале было получено 30 равновероятных реализаций кубов литологии и упругих свойств, кубов частоты встречаемости и пористости, полностью увязанные со скважинными данными. Каждая реализация уникальна и является описанием строения месторождения.

Так как формального подхода по отбору реализации не существует, в настоящей работе отбор был выполнен по проектной («слепой») скважине ХХ, которая не участвовала в инверсии и была пробурена на момент завершения работ инверсионных преобразований. Результаты прогнозной

литологии, полученной по результатам геостатистической инверсии, совпадают с фактической, полученной по «слепой» скважине (рисунок 1).

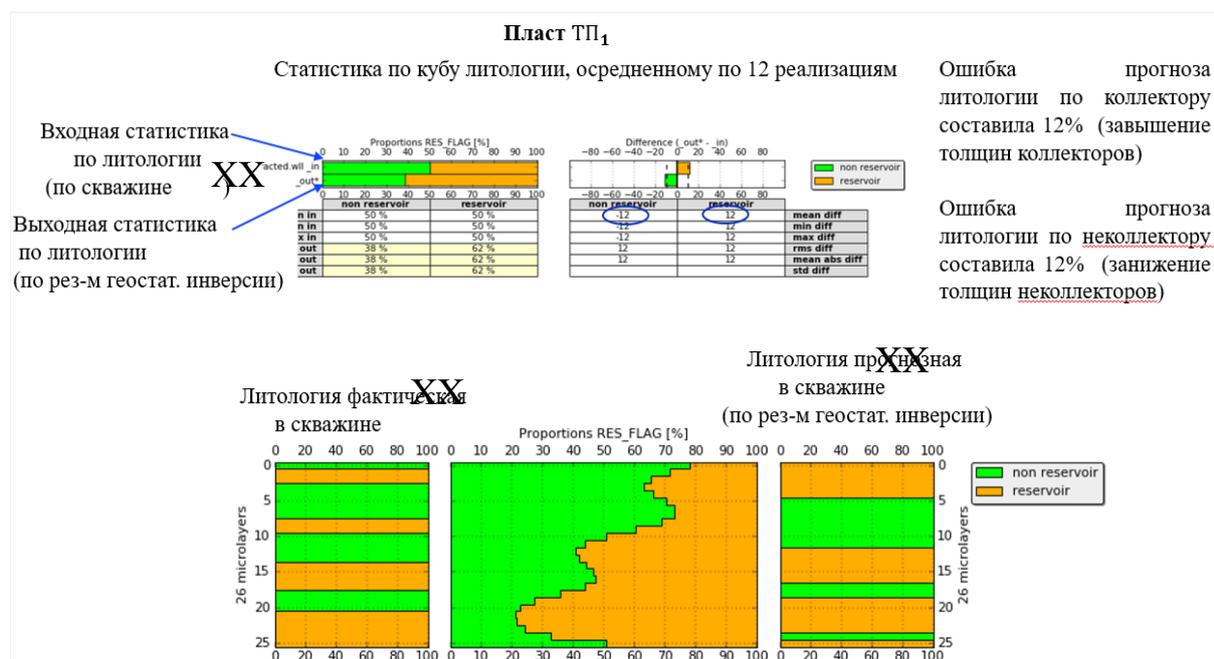


Рисунок 1. Сопоставление фактической и прогнозной литологии

Заключение. Геостатистическая инверсия является одним из направлений количественной интерпретации сейсмических данных, в основе которого заложены математические подходы к решению обратной динамической задачи, а также принципы геостатистического моделирования, контролируемого данными сейсморазведки [2].

Одним из преимуществ геостатистических алгоритмов является возможность расчета множественных сценариев, их анализ и оценка неопределенностей полученного решения. Геостатистическая инверсия может выполняться как во временной, так и в глубинной областях. Геостатистический подход позволяет объединить информацию разных масштабов (геология, сейсмика, ГИС) в виде единой цифровой 3D геологической модели без потери информации.

Библиографический список

1. Почти всё о сейсмической инверсии. Часть 1 / Ю. П. Ампилов [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3-16.
2. Почти всё о сейсмической инверсии. Часть 2 / Ю. П. Ампилов [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 1. – С. 5-15.

Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в районе Усть-Балыкского месторождения нефти

Сабанина И.Г., Семенова Т.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В разрезе мезозойского гидрогеологического бассейна Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) выделяют апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы [1].

Воды бассейна характеризуются хлоридным натриевым составом, относительно повышенным содержанием микрокомпонентов, отсутствием сульфатов и карбонатов (SO_4^{2-} и CO_3^{2-} присутствуют в отдельных пробах в незначительных количествах), а также преимущественно метановым составом водорастворенных газов.

Район Усть-Балыкского месторождения приурочен к внутренней гидрогеологической зоне (элизионная литостатическая система) расположенной в центральной, наиболее погруженной части ЗСМБ, где характерна инверсия вертикальной гидрогеологической зональности. Смена генетического типа вод в неокомских и юрских отложениях сопровождается снижением минерализации, уменьшением содержания кальций-иона и возрастанием количества гидрокарбонат-иона [1, 2].

Проведена статистическая обработка порядка трехсот проб воды по апт-альб-сеноманскому, неокомскому и юрскому гидрогеологическим комплексам исследуемого месторождения и ряду близрасположенных с ним площадей (Южно-Сургутская, Солкинская, Западно-Усть-Балыкская, Мамонтовская и др.)

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс представлен сложным переслаиванием уплотненных песков, песчаников, алевролитов и глин покурской свиты, мощностью порядка 800. Воды хлоридные натриевые, хлоркальциевого типа по В.А. Сулину. Средние значения минерализации по району варьируют в диапазоне от 15,3 до 22,3 г/дм³ (на Усть-Балыкском месторождении – 17,7 г/дм³).

В солевом составе преобладают ионы натрия+калия (232,1–386,6 мг-экв/дм³) и хлора (259,9–405,4 мг-экв/дм³). Содержание кальция составляет 16,0–29,5 мг-экв/дм³, магния – 3,6–22,0 мг-экв/дм³, гидрокарбоната – 1,2–4,4 мг-экв/дм³ (редко 12,3 мг-экв/дм³). Воды могут быть отнесены к лечебным по содержанию йода (до 22,9 мг/дм³) и брома (до 57,4 мг/дм³). Бор присутствует в количестве 8,8–49,0 мг/дм³, общее железо – 0,1–15,0 мг/дм³.

Подземные воды комплекса насыщены в основном метаном. Температура подземных вод возрастает с глубиной, в кровле покурской свиты изменяется от +27,4 до +31,0°C, в кровле алымской свиты – от +53,2 до +58,8 °C.

Неокомский гидрогеологический комплекс приурочен к отложениям сангопайской, усть-балыкской и сортымской свит, представленных песча-

никами и алевролитами, чередующихся в сложном сочетании с аргиллитоподобными глинами общая мощность которых порядка 900 м. Строение комплекса осложнено развитием субрегиональных водоупоров (пимской, сармановской, чеускинской и покачевской глинистых пачек).

В разрезе неокомских отложений в районе изучаемого месторождения наблюдается развитие латеральной и вертикальной гидрохимической инверсии, что проявляется в одновременном присутствии в разных пластах гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типов вод. В отдельных скважинах встречаются хлормагниевого воды, что характерно для «переходной» зоны вод.

Подземные воды, заключенные в отложениях сангопайской свиты, хлоркальциевого типа (по В.А. Сулину) с минерализацией 15,9–20,8 г/дм³; в отложениях усть-балыкской и сортымской свит – преимущественно хлоркальциевого (реже хлормагниевого) типа с минерализацией 10,7–19,4 г/дм³ и 14,2–19,7 г/дм³, соответственно. В пробах, отобранных из нижней части усть-балыкской свиты воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 12,6–17,1 г/дм³. Аналогичные воды встречаются в отложениях сортымской свиты, их минерализация равна 11,2–16,2 г/дм³.

В водах гидрокарбонатно-натриевого типа преобладают ионы натрия+калия (169,0–273,1 мг-экв/дм³) и хлора (160,2–272,2 мг-экв/дм³). Содержание кальция – 5,0–17,8 мг-экв/дм³, магния – 0,6–3,4 мг-экв/дм³, гидрокарбоната – 11,4–22,8 мг-экв/дм³.

Содержание основных солеобразующих ионов в водах хлоркальциевого и хлормагниевого типов изменяется: натрия+калия (171,7–335,0 мг-экв/дм³), хлора (175,6–350,4 мг-экв/дм³), кальция (7,2–22,0 мг-экв/дм³), магния (0,1–7,6 мг-экв/дм³), гидрокарбоната (1,8–18,2 мг-экв/дм³). Микрокомпоненты определены в следующих количествах: йод – 2,2–25,7 мг/дм³, бром – 16,2–120,0 мг/дм³ (в основном 21,4–70,0 мг/дм³), бор – 1,3–25,0 мг/дм³ (в основном 7,0–23,3 мг/дм³).

Температура пластовых вод в рассматриваемом районе увеличивается с глубиной от 60–76 °С в отложениях сангопайской и усть-балыкской свит до 73–79 °С в отложениях сортымской свиты.

Юрский водоносный комплекс охватывает отложения васюганской, тюменской и горелой свит, а также трещиноватую зону коры выветривания фундамента. Литологически комплекс представлен переслаиванием песчаников и алевролитов с аргиллитоподобными глинами.

В рассматриваемом районе в юрских отложениях наиболее распространен гидрокарбонатно-натриевый тип вод с минерализацией в среднем от 10,3 до 19,4 г/дм³ (на Усть-Балыкском месторождении – 10,3–12,6 г/дм³).

По району средние содержания макрокомпонентов в пластовых водах преобладают ионы натрия (174,5–390,0 мг-экв/дм³) и хлора (192,2–392,0 мг-экв/дм³). Содержание кальций-иона не более 16,4 мг-экв/дм³ в во-

дах гидрокарбонатно-натриевого типа и может достигать 28,5 мг-экв/дм³ в водах хлоркальциевого. Количество гидрокарбонат-иона, соответственно, 17,6–66,2 мг-экв/дм³ и 3,6–19,2 мг-экв/дм³, магния – 0,2–4,4 и 2,0–9,0 мг-экв/дм³. Основные микрокомпоненты содержатся в количествах: йод – 8,8–24,2 мг/дм³, бром – 37,6–62,5 мг/дм³. Пластовая температура варьирует от 84°С до 89°С.

Из вышеизложенного можно сделать вывод о том, что в районе Усть-Балыкского месторождения наблюдается снижение минерализации с глубиной – гидрогеохимическая инверсия, смена типа вод (с хлоркальциевого на гидрокарбонатно-натриевый), а также колебание средних содержаний ряда макрокомпонентов.

Инверсия гидрогеохимической зональности в исследуемом районе связана с интенсивным движением вод от зоны развития мощных глинистых отложений во Фроловской впадине на восток, в сторону Сургутского и Нижневартовского сводов [2].

Генезис этих вод следует связывать с преобразованием минерального и органического вещества осадочных пород, протекающим на элизионном этапе развития бассейна, при их направленном погружении. На стадии глубинного катагенеза и метаморфизма эти процессы сопровождаются выделением возрожденных вод и двуокиси углерода, являющихся основными источниками опреснения и щелочного характера исследуемых вод.

Глубины проявления, а также количественная характеристика происходящих гидро- и газохимических изменений зависят от целого ряда факторов: геотектонического, глубины залегания кровли фундамента, мощности, характера строения и вещественного состава осадочной толщи, геотермического режима и т.д. Однако это явление не носит регионального характера, а отмечается зонально [1–3].

Библиографический список

1. Матусевич, В. М. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
2. Матусевич, В. М. Нефтегазовая гидрогеология : учебное пособие / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 216 с.
3. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна : учебное пособие для вузов / В. М. Матусевич [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. – 100 с.

Литологическая типизация разреза для оценки ресурсов в отложениях баженовской свиты Имилорского месторождения

Сивкова А.В., Долматова С.С., Тарачева Е.С.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

Отложения баженовской свиты наиболее досконально исследованы на площадях Салымского района, где в целом ряде скважин был осуществлен сплошной отбор керна, позволивший изучить не только литологические особенности пород, но и дать оценку их коллекторских свойств. По данным газового каротажа в разрезе баженовской свиты Верхне-Салымского месторождения и аналогов выделяются три изолированных резервуара: в верхней пачке баженовской свиты, в её середине и резервуар на границе с подстилающей абалакской свитой. Наилучшим из них является резервуар в середине свиты, он также характеризуется существенным изменением скорости проходки при бурении и представлен преобразованным силицитом.

На Имилорском месторождении также наблюдается изменение показаний геолого-технических исследований (ГТИ): газового каротажа, детального механического каротажа, изменение расхода жидкости для средней части баженовской свиты, где возможно обнаружение потенциального интервала коллекторов. Т. к. все исследователи предполагают трещинный и трещинно-поровый тип коллектора, то продуктивными интервалами отложений баженовской свиты Имилорского месторождения могут быть как трещинно-поровые карбонатные отложения, так и трещиноватые или листоватые баженинты, сложенные керогеном и кремнеземом [1].

По описаниям керна предполагаемый коллектор в средней пачке баженовской свиты представлен силицитами с вторичной доломитизацией и вторичными известняками, на диаграмме ГИС имеющих вид, приближенный к характеристике плотных карбонатных прослоев (рис. 1). Максимальные значения пористости по керну (керосинонасыщением) для отложений баженовской свиты составили: для вторичных известняков – 3,24 %, для силицитов – 5,92 %. В связи с полученными низкими значениями пористости матрицы следует предполагать наличие притока только при условии развития вторичной (трещинной) пористости. По технологическим параметрам ГТИ данный интервал характеризуется снижением давления и ростом производительности буровых насосов, что указывает на трещиноватость и проницаемость данных отложений (рис. 1) [2].

По результатам полного комплекса ГТИ возможно провести корреляцию по скважинам со стандартным и расширенным комплексом ГИС, где также были отмечены перечисленные характерные особенности, что, в свою очередь, позволит проследить перспективный интервал баженовской свиты по площади месторождения.

В качестве расширенного комплекса рассматривались методы ГИС: широкополосный акустический каротаж, спектральный нейтронный каротаж, спектральный гамма-каротаж.

Акустический каротаж, а именно его широкополосная модификация (АКШ) позволяет выполнять оценку скоростей продольной, поперечной волн и волны Стоунли. И, следовательно, оценить наличие трещиноватых интервалов. Однако, часто в интервале баженовской свиты поперечная волна и волна Стоунли почти не прослежены, так как наблюдается сильное затухание данных волн в указанных интервалах.

Вещественный состав пород по данным спектрального нейтронного гамма-каротажа (СНГК) определяется на основании разложения пластового спектра на модельные спектры элементов путем решения системы уравнений. Решение системы осуществляется в итерационном процессе. В результате обработки показаний прибора СНГК были получены концентрации таких элементов как: железо (Fe), гадолиний (Gd), титан (Ti), хлор (Cl), кремний (Si), серу (S), кальций (Ca), натрий (Na).

Глинистые минералы выделялись в соответствии с массовым содержанием железа, за вычетом железосодержащих минералов. Карбонаты определялись с учетом массового содержания кальция и включают в себя известняки и доломиты. Натриевые полевые шпаты выделялись на основании массового содержания натрия. Калиевые полевые шпаты определялись по данным спектрального ГК, по параметрам Торий (Th) и Калий (K). Пирит и сидерит определялись в соответствии с массовым содержанием серы и железа. Кварц в модели породы по данным СНГК определяется по нормировочному принципу: Кварц = 100% – Пирит – Карбонаты – K/Na-Шпаты – Глины – Кероген.

При регистрации СГК полный спектр измеренного гамма-излучения разделяется на три наиболее характерных компонента естественного излучения в осадочных породах – излучение калия, тория и урана (соответственно K, Th и U). Эти данные служат для определения состава глинистых минералов. Формирование же первично обогащенных ураном осадочных отложений (углеродисто-кремнистые сланцы, битуминозные известняки, каустобиолиты и др.) тесно связано с накоплением и распределением в зоне литогенеза органического вещества. Наиболее вероятным представляется совместное влияние процессов механического обогащения ураном и торием грубозернистых осадков и осаждения урана в результате восстановления и сорбции органическим веществом, что приводит к изменению торий-уранового соотношения (Th/U). Применение СГК позволяет по содержанию урана и тория контролировать интервалы вторичных преобразований.

Проведенное исследование показало, что наиболее адекватные результаты в типизации разреза баженовских отложений могут быть получены при сопоставлении данных керна, спектрометрии и ГТИ. Кроме того,

прогнозируемые с учетом данных керна, спектрометрии и ГТИ эффективные мощности коллекторов порово-трещинного типа совпадают, чему можно доверять.

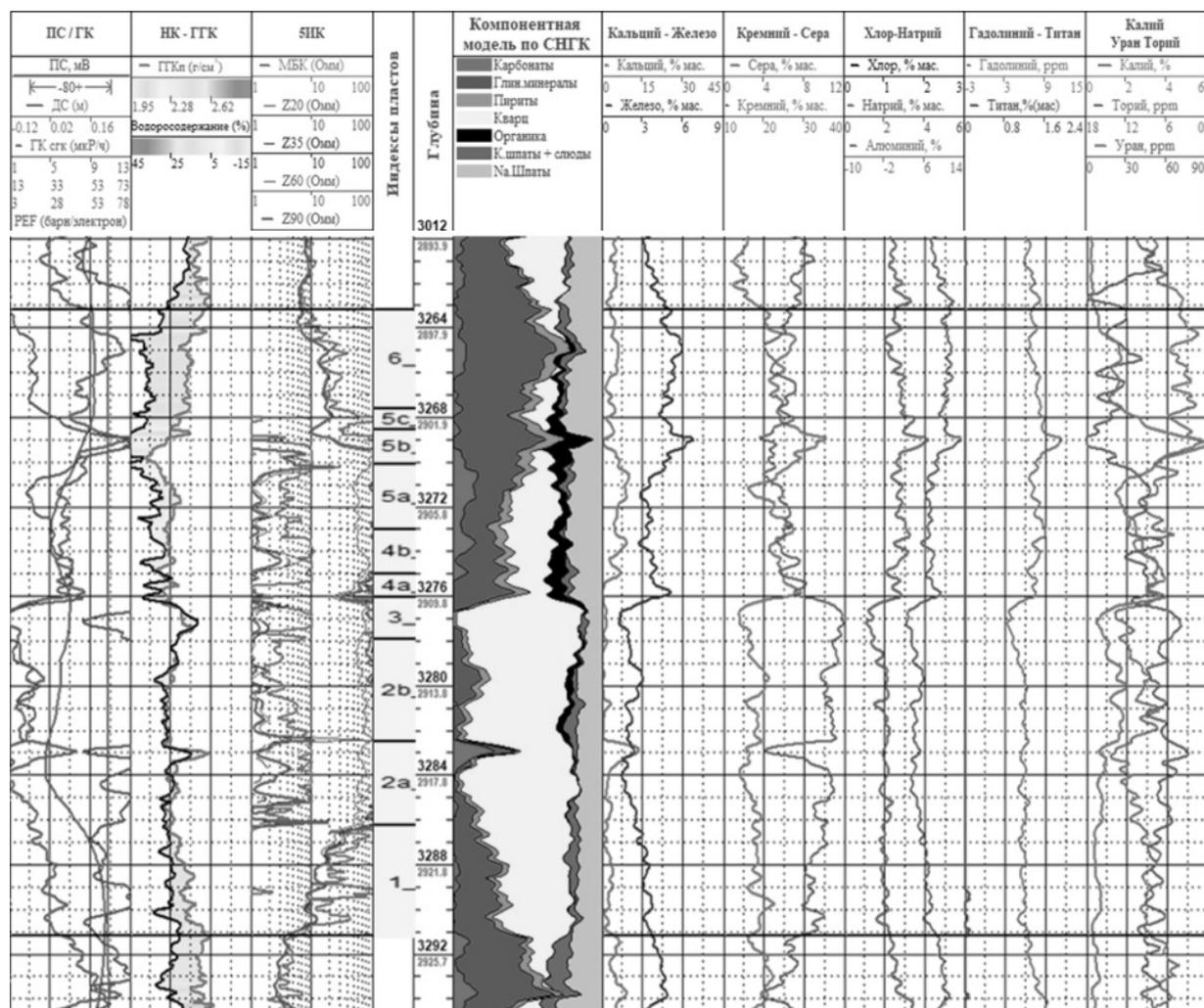


Рисунок 2. Результаты интерпретации данных SHGK по скважине 866

Библиографический список

1. Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза её промышленной продуктивности / Т. А. Коровина [и др.] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – № 2 (10). – С. 11.
2. Лукьянов, Э. Е. Интерпретация данных ГТИ / Э. Е. Лукьянов. – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2011. – 944 с.

Особенности химического и компонентного состава баженовской свиты в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов

Спиридонов Д.А., Колпаков В.В.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

Растущий интерес к разработке битуминозных пород баженовского горизонта способствует активизации научного изучения отложений. Геохимические методы исследования являются ведущими при анализе пород.

Объектом исследования являются отложения нормального разреза баженовской свиты. Территория расположена в центральной части Западной Сибири и тектонически приурочена к Когалымской вершине Сургутского свода, северной части Нижневартовского свода и Северо-Вартовской мегатеррасе. Большая часть территории относится ко 2-й зоне Салымского типа разреза, меньшая часть к 1-й зоне Салымского типа разреза, южная часть приурочена к Нижневартовскому типу разреза.

В работе применены результаты рентгеноспектрального и рентгенофлуоресцентного анализов горных пород. При анализе данных использовалась разработанная Э. Я. Юдовичем и М. П. Кетрис методика исследования петрогенных окислов, основанная на расчёте ряда петрохимических модулей, отражающих косвенную информацию о процессах осадконакопления [1].

Гидролизатный модуль $ГМ=(Al_2O_3+TiO_2+Fe_2O_3+FeO+MnO)/SiO_2$

Гидролизатный модуль Э. Я. Юдович и М. П. Кетрис считали универсальным для классификации большинства терригенных и кремнистых пород, так как он включает в себя пять основных петрогенных элементов: SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , FeO и MnO [2, 3].

По величине ГМ терригенные и кремнистые породы могут быть разделены на силициты, $ГМ<0,10$; слабоглинистые силициты (глинисто-кремнистые сланцы), $ГМ=0,10-0,20$; глинистые силициты (кремнисто-глинистые сланцы), $ГМ=0,20-0,30$; глинистые породы, $ГМ=0,30-0,50$; гидролизатные глинистые породы, $ГМ>0,50$ [1].

По результатам анализа ГМ можно выделить некоторые особенности отложений. В нижней части свиты развиты глинистые силициты, в средней доминируют слабоглинистые силициты. В верхней части свиты увеличивается содержание глинистой составляющей. Это характеризуется развитием глинистых силицитов, глинистых пород и гидролизатных глинистых пород. В верхней части свиты процессу гидролиза подверглись практически все рассмотренные скважины, наиболее интенсивно в скважинах, расположенных в восточной части территории.

Подобная закономерность наблюдается и при анализе компонентного состава пород. Слабоглинистые силициты характеризуются максимальными значениями содержания кремнезёма и минимальными глинистых

минералов. В верхней части свиты, в зоне развития глинистых силицитов, глинистых пород и гидролизатных глинистых пород, наблюдается постепенное увеличение содержания глинистых минералов. Таким образом применение ГМ проявляет себя как эффективный инструмент для классификации пород баженковского горизонта.

Железный модуль $ЖМ=(FeO+Fe_2O_3+Mn)/(Al_2O_3+TiO_2)$

Железный модуль чаще всего используют в паре с ГМ, что позволяет получить подробную информацию о тонкозернистых продуктах гидролиза. По величине ЖМ среди терригенных и кремнистых пород выделяются следующие классы: 1) $<0,20$ – низкожелезистые; 2) $0,20-0,60$ – нормально-железистые; 3) $0,60-1,00$ – повышенно-железистые; 3) $1,00-3,00$ – высокожелезистые; и 4) $>3,00$ – гипержелезистые. Однако, высокие значения ЖМ не всегда соответствуют первичной железистости пелитового вещества, так как они подвержены влиянию диа- и эпигенетических процессов [1].

Анализ результатов показал, что в нижней и средней частях свиты преобладают нормально-железистые породы, по значениям ГМ относящиеся к слабоглинистым силицитам. В верхней части свиты развиты повышенно- и высоко-железистые породы, по значениям ГМ относящиеся к глинистым силицитам, глинистым и гидролизатным глинистым породам.

Общая нормативная щелочность $ОНЩ=(Na_2O+K_2O)/Al_2O_3$

Повышенные значения ОНЩ возникают при увеличении количества полевых шпатов в породе и присутствии малоглиноземистых силикатов (щелочных амфиболов и железистых гидрослюд), в состав которых обычно входят щелочи. Высокие значения модуля характерны для пород, содержащих примесь вулканогенного материала. По значениям ОНЩ терригенные и глинистые породы относятся к следующим классам: низкощелочные $ОНЩ<0,20$; нормально-щелочные $ОНЩ=0,20-0,40$; повышенно-щелочные $ОНЩ=0,40-0,70$; высокощелочные $ОНЩ=0,70-1,00$; гиперщелочные $ОНЩ>1,0$ [1].

Большая часть отложений относится к классу нормально-щелочных пород. Отложения баженковской свиты на Тевлинско-Русскинском и Повховском месторождениях относятся к повышенно-щелочным и щелочным, редко гиперщелочным, что указывает на примесь вулканогенного материала в осадке.

Применение химического состава пород при реконструкции окислительно-восстановительных обстановок

Данные химического анализа пород могут быть использованы и при реконструкции окислительно-восстановительных обстановок придонного слоя вод во время формирования отложений. В современной геологической литературе при реконструкции окислительно-восстановительных обстановок существенное место занимают геохимические индексы: Mo/Mn , $V/(V+Ni)$, общее содержание Mn , отношения V/Mn , Mo/Co и V/Co , а также U/Th , V/Cr , Ni/Co [1]. В данной работе авторы применили отношение V/Cr ,

предложенное В. Эрнстом. В окислительных обстановках значения данного индекса составляют менее 1, в восстановительных – превышают 1. Отложения бажендовской свиты формировались преимущественно в восстановительных обстановках осадконакопления, значения индекса составляют более 1, что также подтверждается высоким содержанием органического вещества в осадках.

На основании полученных данных можно сделать следующие выводы:

- Применение литогеохимических модулей позволяет классифицировать и выявлять отличительные особенности пород бажендовской свиты.
- В отложениях бажендовской свиты выделяются глинистые силициты, слабоглинистые силициты, глинистые и гидролизатные глинистые породы. В нижней и средней частях свиты преобладают нормально-железистые породы, верхняя часть свиты относится к повышенно- и высоко-железистым породам. Отложения свиты относятся к нормально-щелочным породам, редко к повышенно-щелочным, щелочным и гиперщелочным, что указывает на примесь вулканогенного материала в осадке.
- Данные химического анализа пород могут быть применены при восстановлении окислительно-восстановительных условий осадконакопления в бассейнах седиментации. Отложения бажендовской свиты формировались преимущественно в восстановительных обстановках осадконакопления.

Библиографический список

1. Маслов, А. В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных: учебное пособие / А. В. Маслов. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.
2. Рифовые, соленосные и черносланцевые формации России: Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. – Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2015. – Том 355. – 624 с.
3. Юдович, Я. Э. Геохимия черных сланцев / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрис. – Ленинград : Наука, 1988. – 272 с.

Литолого-петрографические исследования пород-коллекторов бажендовской свиты (на примере Когалымского региона)

Шайхутдинова Г.Х., Гришкевич В.Ф.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

Отложения бажендовской свиты традиционно рассматриваются как нефтематеринские для выше- и нижележащих меловых отложений в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Нефтегенерационный по-

тенциал баженовской свиты является одной из самых исследуемых и обсуждаемых проблем. В то же время общеизвестно, что коллекторские свойства баженинов обусловлены, главным образом, их естественной трещиноватостью (Гуари, 1961). Поэтому при теоретических построениях модели первичной миграции необходимо взаимоувязывать её с наблюдаемой трещиноватостью. В данной работе авторы придерживаются гипотезы о первичной миграции углеводородов (УВ) в водорастворенном состоянии [1, 2].

В ходе работы было проведено макроскопическое и микроскопическое исследование оползневой брекчии из керна скважины 431Р Имилорского месторождения [3, 4].

При визуальном описании керна выделены зоны максимальной трещиноватости (подчёркнутые свечением УВ при ультрафиолетовом освещении) на контактах обломков битуминозных пород баженовской свиты с песчано-алевритовыми породами.

Из керна оползневой брекчии были отобраны 10 образцов пород баженовской свиты для проведения детального изучения морфологии и распределения системы микротрещин петрографическим методом (совместно с геохимическими исследованиями). Места отбора образцов намечались для выявления следов миграции нефти петрографическим методом в системе «нефтематеринская порода – порода-коллектор». Проведено детальное петрографическое описание отобранных образцов.

Во всех изученных шлифах (рисунки 1, 2) отмечаются две взаимосвязанные системы микротрещин: а) обычная для баженинов субпараллельная слоистость породы, залеченная вторичным глинисто-кремнистым материалом, единичные трещины открытые; б) секущие трещины вкрест напластованию, берущие начало от проводящих субпараллельных трещин и проникающие в «породу-коллектор». Внутри трещин фиксируются следы (признаки) нефтенасыщения и постепенного заполнения вторичным карбонатным материалом. Нефтенасыщение подтверждаются данными проведенных геохимических исследований.

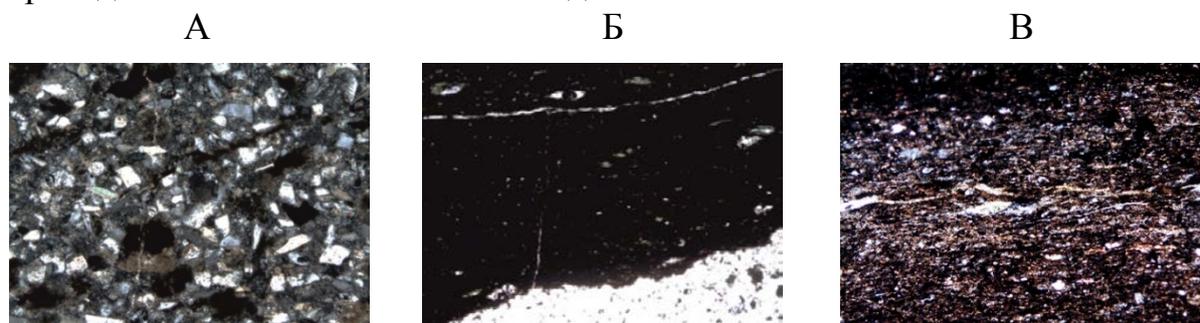
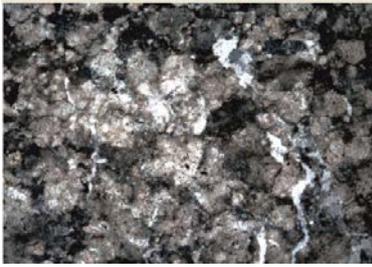
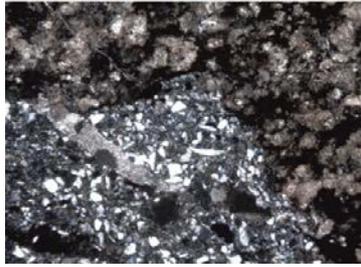


Рисунок 1. Фотографии шлифов: обр. 238 А – алевролит крупно-мелкозернистый, залеченная трещина с признаками нефтенасыщения; Б, В – разноориентированные микротрещины в глинистом битуминозном силиците: Б – субпараллельная, А – субпараллельная и секущая

А



Б



В

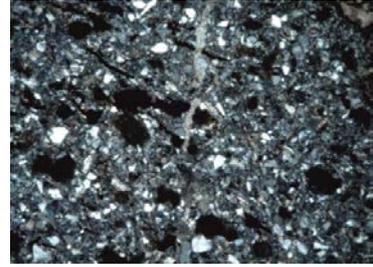


Рисунок 2. Фотографии шлифов: обр. 241 А – известняк комковато-сгустковатый с признаками нефтенасыщения по залеченной трещине, Б, В – алевролит крупно-мелкозернистый, слабо песчанистый с трещинами, проникающими из известняка, и признаками нефтенасыщения

По полученным данным литолого-петрографического исследования в исследуемых образцах микротрещины отчетливо идентифицируются как проводящие каналы первичной миграции из обломков баженинта во вмещающий коллектор.

Процесс рассланцования материнской породы происходил в малых объемах оползневой брекчии, визуально это наблюдается появлением горизонтально ориентированной системы микротрещин. А на границе двух литологических типов пород образуется система флюидоотводящих трещин, что и наблюдается в исследуемых образцах. По образованной системе флюидопроводящих разноориентированных микротрещин происходила первичная миграция сложных растворов, содержащих в себе ранее растворенную микроневфть и другие минеральные компоненты. При попадании этого сложного раствора в макропористую среду из-за понижения давления в системе происходит выпадение в осадок вторично образованных минералов, в нашем случае это кремнистые, карбонатные и глинистые вещества, заполняющие микротрещины.

Результаты исследования механизма миграции нефти на примере скв. 431Р Имилорского месторождения позволяют детально изучить процесс на микроуровне. Детальное изучение механизма миграции нефти позволяет расширить представления о коллекторских свойствах нефтематеринской породы и в дальнейшем планировать региональное прогнозирование свойств коллекторов баженовской свиты (на примере Когалымского региона).

Библиографический список

1. Симоненко, В. Ф. Первичная миграция углеводородов в водорастворенном состоянии и их начальная аккумуляция / В. Ф. Симоненко // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: обзорная информация ВИЭМС МГСССР. – 1988. – Вып. I. – 56 с.

2. Геология и геохимия нефти и газа : учебник / О. К. Баженова [и др.]. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Изд-во Московского университета, 2012. – 432 с.

3. Белецкий, С. Н. Механизмы и факторы первичной миграции нефти. Моделирование и факторы первичномиграционных процессов / С. Н. Белецкий // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – С. 14.

4. Гришкевич, В. Ф. Опыт петрографического анализа механизма формирования аномального разреза баженовской свиты на Имилорской площади Западной Сибири / В. Ф. Гришкевич, Н. Н. Гатина // Литосфера. – 2019. – № 2. – С. 209-227.

СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин»

О роботизации и автоматизации при строительстве горизонтальных скважин для извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти

Бастриков С.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Низкопроницаемые пласты, насыщенные нефтью, широко распространены по всей России, но наибольший объем этих запасов находится в мезозойских залежах Западной Сибири. Здесь такие пласты называют свитами. **Баженовская свита** верхней юры, например, залегает на глубинах 2400 – 3100 м по всему региону. Ее подстилает абалакская свита, многие залежи находятся в них совместно. Общая площадь 1,2 млн. кв. км, вдвое больше площади Франции. Баженовская свита представляет собой переослаивание глин, аргиллитов, пылеватых глинистых песчаников и известняков толщиной от 10 до 32 м с пористостью 2 – 16% и проницаемостью от 0,001 до десятков мД. Глины и аргиллиты являются нефтематеринскими породами и содержат до 14 % керогена. Добыча трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти именно из этих пластов является перспективой развития нефтяной отрасли.

В основе успешного и эффективного строительства скважин для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти (в том числе: высоковязкой нефти; нефти из пластов с начальной пониженной нефтенасыщенностью; подгазовой нефти, подстилаемой подошвенной водой) лежит необходимость применения новых эффективных технологий и техники для бурения горизонтальных участков в интервале продуктивных пластов малой мощности со значительной протяженностью (большим отходом от вертикали).

Бурение горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали даже для добычи традиционных запасов нефти имеет ряд весомых преимуществ перед скважинами традиционного профиля:

1. Повышение экономической эффективности разработки месторождений;
2. Меньшее количество трубопроводов и оборудования;
3. Ускоренный ввод добывающих скважин в эксплуатацию;
4. Переоценка вариантов разработки месторождений, ранее считавшихся экономически нецелесообразными;
5. Планирование разработки новых специальных технологий.

Несомненно, технология бурения горизонтальных скважин со значительными отходами от вертикали в будущем будет применяться при разработке, как в Западной Сибири, так и новых месторождений в Баренцевом и Каспийском морях, на о. Сахалин и в Восточной Сибири.

Для бурения скважин со значительным отходом от вертикали в качестве забойных систем наибольшую популярность получили роторные

управляемые системы (PUC) импортного производства. В Западной Сибири применяются PUC *Geo – Pilot* серии 5200 (для скважин диаметром 149,2 – 171,5 мм при бурении под хвостовик) и PUC *Geo – Pilot* серии 7600 (для скважин диаметром 212,7 – 269,9 мм при бурении под эксплуатационную колонну), которые включают гамма датчик (*PCGK Collar*), датчик давления (*PWD*), датчик плотностного каротажа и сопротивления пород.

Однако системы ведущих иностранных компаний не лишены ряда недостатков, таких как малый ресурс, низкая эффективная скорость передачи данных забойных датчиков, и др., следствием чего является высокая себестоимость буровых работ.

В ряде промышленно развитых стран созданы и успешно функционируют мощные электронно-вычислительные центры (ЭВЦ), контролирующие и направляющие повседневную работу наиболее крупных буровых установок. Банк знаний ЭВМ в таких центрах велик и разносторонен. В электронную память введены и постоянно пополняются сведения из различных сфер бурового процесса: теоретические основы разрушения пород и режимы бурения, встречаемые геологические разрезы и характер всевозможных осложнений в скважинах, применяемые методы аварийных работ и многое, многое другое. Оперативная информация, поступающая в вычислительные центры с действующих буровых установок, обрабатывается опытными, высококвалифицированными специалистами и вводится в ЭВМ. После многовариантного анализа ЭВМ выдает оптимальные технологические рекомендации, либо указывает на способы разрешения той или иной проблемы. ЭВМ выбирает циклы бурения на самых выгодных режимах с максимальным учетом прошлого опыта. На любое отклонение машина немедленно реагирует практическим советом.

Учитывая также и тенденцию к росту глубин бурения скважин, можно утверждать, что возросли психологическая нагрузка и ответственность за решения, принимаемые бурильщиком в процессе бурения. Уже сейчас время простоев из-за неправильных технологических решений в процессе бурения составляет 5 – 7% общего баланса рабочего времени. Процесс бурения, особенно глубоких горизонтальных скважин, протекающий в условиях значительной неопределенности, подвергается сильным и непредсказуемым возмущающим воздействиям, основа которых – как горно-геологические, так и технико-технологические факторы. Буровики знают насколько проектный геологический разрез может отличаться от фактического, а, следовательно, проектная технология бурения – от фактической. Бурильщику приходится отступать от проектной технологии, использовать свой опыт, знания, интуицию, чтобы вовремя обнаружить изменение категории буримости пород, неблагоприятную технологическую ситуацию. Поэтому научить бурить хорошо, не задавая проектные параметры режимов бурения, а варьировать ими в зависимости от условий очень сложно. Намного быстрее и дешевле научить бурильщика пользоваться системой

автоматизированного управления процессом бурения, которая будет выбирать, и поддерживать оптимальные режимы бурения в соответствии с заданными критериями оптимальности и в рамках установленных ограничений. Будущее развитие нефтегазовой отрасли неотъемлемо связано с внедрением интеллектуальной роботизированной техники, созданием и применением роботов, других средств робототехники и основанных на них технических систем и комплексов различного назначения

Необходимо разрабатывать как ультрасовременные конструкции буровых снарядов, так и нетрадиционные способы проходки, такие как немеханические способы разрушения пород (термический, электротермический, плазменный, лазерный).

Нужен «Автоматизированный интеллектуальный буровой комплекс» для бурения глубоких горизонтальных скважин со значительными отходами от вертикали в автоматическом режиме с использованием систем анализа геолого-технических данных и выполнением работ с оперативным принятием решений.

Библиографический список

1. Геонавигация скважин : учебное пособие / В. В. Кульчицкий [и др.]. – Москва : МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
2. Строительство скважин специального назначения : учебное пособие / Калинин А. Г. [и др.]. – Москва : ЦентрЛитНефтегаз, 2015. – 648 с.
3. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин : монография / А. С. Повалихин [и др.]. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.

Технологии воздействия на призабойную зону пласта

Ващенко И.В., Самоловов И.А, Семененко А.Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Целью интенсификации притока является снижение скин-фактора и улучшение фильтрационно емкостных свойств призабойной зоны пласта (далее ПЗП), главным образом происходит вследствие увеличения ее проницаемости, снижения темпов вовлечения воды в добычу скважин и снижение вязкости нефти.

Основные методы воздействия на пласт [1]:

- гидродинамические;
- технические (гидроразрыв пласта, перфорация и реперфорация);
- химические (ПАВ, полимеры, щелочи, кислоты, эмульсии, соли, гели, ШФЛУ, силикаты);
- газовые (углекислый, углеводородный и дымовой газы, азот, водогазовые смеси, пены, термонеустойчивые агенты);
- тепловые (горячая вода, пар, горение, термогенерирующие агенты);

- физические (магниты, вибротехнологии, электровоздействие);
- комбинированные.

При обзоре научной литературы были рассмотрены наиболее распространенные технологии восстановления ФЭС на основе физико-химических и гидромеханических методов, включающих солянокислотную, глинокислотную, щелочнокислотную и спиртокислотную обработки, бескислотные составы, обработку азотом, щелевую разгрузку ПЗП, повторную перфорацию, виброобработку ПЗП, обработку с помощью струйного насоса.

Наиболее известные технологии и методы воздействия на пласт приведены в таблице 1

Таблица 1

Наиболее известные технологии и методы воздействия на пласт

Технология, метод воздействия на пласт	Примечание
1 Механические методы.	ГРП наиболее эффективен при разработке пластов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками.
2 Физико-химические методы (Промывка с применением ПАВ, создание воздействия вибрационных волн).	Цель повышения охвата пласта выработкой при физическом воздействии - доотмыв остаточной нефти оторочками композиций после прохождения фронта заводнения, увеличение профиля отдачи (приемистости) по толщине, повышение охвата пласта выработкой по площади. Дополнительно используются механические способы воздействия на призабойную зону – вибровоздействие, селективная изоляция (отключение) выработанных интервалов, глубоко проникающая перфорация, дострел не вскрытой толщины.
3 Виброциклические методы.	Подразделяются генераторы упругих волн на: гидромеханические, механические, электрогидравлические и их комбинации. По частоте на низко- и высокочастотные устройства.
4 Волновые методы воздействия.	Волновые методы включают импульсные разового действия.
5 воздействия на ПЗП пороховыми газами, мгновенными депрессиями электрогидравлическими ударами, , вибрационные и акустические воздействия.	

6 Электроразрядный метод воздействия.	В скважине, реализуется высоковольтный разряд, возбуждающий циклические волны сжатия, пульсирующие парогазовую полость, и акустические волны. При многократном отражении волн сжатия, образуются волны напряжения-растяжения, которые приводят к образованию новых трещинных каналов. В последствии создаваемых перепадов жидкость перемещается из застойных зон и каналов в зоны активного дренирования.
7 Газовые методы.	Обусловлены применением компрессоров высокого давления.
8 Химические методы.	Обработка кислотными составами различными модификациями.
9 Тепловые методы.	Применяются для высоковязких нефтей в залежах на глубине до 1500 м. Эффективен в сочетании с использованием скважинных систем (горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин) с закачиванием теплоносителя.
10 Метод акустического воздействия (вибрационный).	Относится к классу слабых энергетических воздействий (относительно дешев). Достоинство метода - его экологическая чистота. Основные причины отсутствия широкого распространения - сложность акустической аппаратуры, слабая мощность, энергозатратность, наличие кабеля, ограничение времени воздействия на пласт и др.

Осуществлен обзор патентов Российской Федерации по составам и технологиям для освоения и интенсификации притока скважин.

Из всех изученных технологий, представленных на мировом рынке, наиболее перспективными и способными оказать эффект, как нам представляется, могут быть методы:

1 Обработка ПЗП импульсно-волновым воздействием, основанная на подаче во внутреннюю полость НКТ импульсов, которые проходят по всей колонне до интервала перфорации и воздействуют на продуктивный пласт.

Технология может применяться в нагнетательных скважинах с целью увеличения приемистости. Успешность метода высокая, а эффект продолжается до 6 месяцев.

2 Применение Плазменно-импульсное воздействие на пласт

Считаем перспективным опробование технологии ПИВ на вновь вводимых из бурения добывающих скважинах (возможно, как альтернатива ГРП).

Библиографический список

1. Разяпов, Р. К. Геолого-промысловое обоснование эффективных технологий разработки нефтяных залежей горизонта Ю₂ юга Тюменской области : автореф. дис. ... канд. г. - м. наук: 25.00.12 / Радий Киньябулатович Разяпов; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2009. – 165 с.

Технические решения при интенсификации притоков и добыче нефти

Клещенко И.И., Закиров Н.Н., Семенов А.Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для многопластовых месторождений с большими запасами углеводородов, коллекторы которых характеризуются низкой проницаемостью, а запасы нефти являются трудноизвлекаемыми, для снижения темпов падения добычи и поддержания её на проектном уровне, необходимо использование научно-технических разработок (НТР) и проведение соответствующих геолого-технических мероприятий (ГТМ).

На разрабатываемых в настоящее время нефтяных месторождениях Западной Сибири, эффективно используются многочисленные методы интенсификации притоков и повышения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Нами в статье, на примере Вынгайхинского нефтегазового многопластового месторождения, рассматриваются основные, наиболее эффективные ГТМ, включающие: зарезку и бурения боковых стволов и боковых горизонтальных стволов (ЗБС+ЗБГС); строительство горизонтальных скважин (ГС) и технологию гидравлического разрыва пласта (ГРП). В настоящее время бурение горизонтальных скважин в сочетании с многостадийным гидроразрывом пластов (МГРП) является наиболее перспективной технологией для извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов [1, 2].

Виды ГТМ, проведенных на рассматриваемом нами месторождении с 2001 г. по 2016 г., и дополнительная добыча нефти по эксплуатационным объектам, приведены в таблице 1 [3].

Основная доля ГТМ, выполненных на месторождении в период 2001-2016 г.г. составляет 60,3%, то есть 303 скважино-операции приходится на объект разработки БП11, что связано с большим количеством скважин, находившихся в эксплуатации на данном объекте.

При этом на объекте БП11 было дополнительно получено 2529,2 тыс. т. нефти, в основном за счет бурения эксплуатационных горизонтальных скважин (881 тыс.т.) и выполнения ГРП (1405,7 тыс.т.).

Таблица 1

Объемы ГТМ и дополнительная добыча нефти по объектам

Вид мероприятия/ пласт	Количество скважино-операций						Дополнительная добыча нефти, тыс.т					
	БП11	БП12	БП16	БП17	Ю1	всего	БП11	БП12	БП16	БП17	Ю1	всего
Горизонтальные скважины	42	9	19		2	72	881	122,4	287,3		60,4	1351,1
ЗБС+ЗБГС	23	20	9	2	22	76	242,5	91,6	47,6	2,2	185,6	569,5
ГРП	238	62	8	26	20	354	1405,7	873,2	24,3	36,5	368,5	2708,2
Всего	303	91	36	28	44	502	2529,2	1087,2	359,2	38,7	614,5	4628,8

Дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию приведена в таблице 2 [3], где наибольшую эффективность показали горизонтальные скважины, дополнительная добыча по которым составила порядка 30 тыс.т. на одну скважино-операцию, что объясняется увеличением зоны дренирования пласта, а также метод ГРП (до 18,43 тыс.т. на 1 скв./опер., пласт Ю1). При этом дополнительная добыча нефти от ГРП на месторождении по всем объектам эксплуатации за 2001-2016 г.г.составила 2708,2 тыс.т., в том числе на одну скважино-операцию, по всем интервалам, порядка 40 тыс.т. [4].

Таблица 2

Дополнительная добыча нефти по объектам на одну скважино-операцию

Вид мероприятия	Дополнительная добыча нефти по пластам на одну скважино-операцию, тыс.т				
	БП11	БП12	БП16	БП17	Ю1
Горизонтальные скважины	20,98	13,60	15,12	0,00	30,20
ЗБС+ЗБГС	10,54	4,58	5,29	1,10	8,44
ГРП	5,91	14,08	3,04	1,40	18,43

В заключение необходимо отметить, что наибольшую эффективность увеличения продуктивности скважин и дебита нефти показали скважины с горизонтальным окончанием, а также один из эффективнейших методов повышения продуктивности скважин, как при отработке прискважинных зон пласта, так и при глубокопроникающем воздействии на продуктивный пласт. Необходимо также подчеркнуть, что на месторождении в последние годы выполнено большое количество ГТМ, позволившие снизить темпы падения добычи и поддерживать её на проектном уровне.

Библиографический список

1 Дополнение к технологическому проекту разработки Вынгаяхинского газонефтяного месторождения ЯНАО. – Тюмень : ООО НЦ «Нефтепроект», 2017. – 120 с.

2 Технология бурения нефтяных и газовых скважин : Учебник для студентов вузов в 5 т. под общ. ред. В. П. Овчинникова / В. П. Овчинников [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2017.

3 Analysis of geological and engineering measures effectiveness at Vyn-gayakhinskoe field / S. F. Mulyavin [and etc.] // IOT Conference Series: Earth and Environmental Science – 2018. – № 194. – P. 082028.

4 Закиров, Н. Н. К вопросу применения геолого-технических мероприятий для стабилизации проектного уровня добычи нефти / Н. Н. Закиров, И. И. Клещенко // Материалы VII Международной конференции с элементами научной школы для молодежи. – Уфа, 2018. – С. 45-49.

Анализ и обоснование рациональных конструкций скважин шельфовой зоны месторождений Дальнего Востока

Макаров К.В.¹, Коротков С.А.², Семенов А.Ф.³

¹ООО «РН-Бурение», г. Сургут;

²ООО «СибГеопроект», г. Тюмень;

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Большая часть лицензионных участков с огромными запасами нефти, газа и газового конденсата России находится в морских акваториях. Это шельфовая (прибрежная) зона Баренцева, Карского, Лаптевых и Охотского морей [1]. Удаленность сводовой части продуктивных пластов от суши, угроза межпластовых флюидоперетоков, воздействие океанических течений и присутствие сейсмоопасных источников усложняют задачу качественного крепления скважин. Решением задач обеспечения безаварийной проводки скважин с береговой зоны острова Сахалин под акватории Охотского моря явилась разработка рациональных конструкций эксплуатационных горизонтальных скважин с большим отходом ствола от вертикали.

Строительство скважин с морских платформ и морских плавучих буровых установок не всегда представляется возможным из-за ряда причин: большой толщи воды, воздействия течений, приливов и цунами, отсутствия логистики и инфраструктуры, огромных транспортных затрат. В таком случае наиболее приемлемым и оптимальным становится бурение скважин большой протяженности с береговой зоны, с типовых кустовых площадок. Коэффициент отклонения ствола скважин от вертикали при этом способе значительно повышается и достигает 6,5 [2]. Практика показывает достаточно высокую эффективность данной технологии и ее надежность.

Так наклонно направленная скважина № 202 на месторождении Одоптинское в районе г. Оха на Сахалине пробурена с рекордным для Рос-

сии отклонением 4781 м и с протяженностью ствола 5589 м. Конструкция забоя скважины была следующая: хвостовик диаметром 168x178 мм с глубиной спуска от 3194 до 5014 м; фильтровая часть с глубиной спуска от 4882 до 5002 м. В настоящее время на Одоптинском месторождении пробурены скважины с большими отходами от вертикали на уровне мировых достижений. В скважинах №№ 204, 209 соответственно при глубине по вертикали 1491 м отклонение от вертикали составило 5229 м и при глубине по вертикали 1496 м отклонение – 5335 м (коэффициент отклонения равен 4). С аналогичным коэффициентом отклонения были пробурены пологие скважины на месторождении Чайво. При этом глубины скважин с большими отходами от вертикали значительно увеличились, что ставит их на верхние позиции среди скважин-рекордсменов (например, скважина Z-2 при глубине по вертикали 2600 м имеет отход до 10088 м, а скважина Z-11 пробурена с глубиной по стволу на 11282 м).

С учетом этого опыта, а также уточнения геолого-технических условий разреза каждого месторождения акватории Охотского моря и проведения расчетов проходимости обсадных колонн при их спуске авторами выполнена разработка рациональных конструкций скважин.

В скважинах с нормальным (до 2500 м) и большим отклонением забоев (до 4500 м) от вертикали конструкции скважин должны включать:

- направление диаметром 324 мм;
- кондуктор диаметром 245 мм;
- эксплуатационную колонну диаметром 168 (178) мм до кровли продуктивного пласта;
- хвостовик-фильтр диаметром 114 (127) мм на подвесном устройстве со спуском в интервал продуктивного пласта.

В скважинах со сверхбольшим отклонением забоев (от 7000 до 9000 м) от вертикали конструкции скважин должны включать:

- направление диаметром 426 (530) мм;
- кондуктор диаметром 324 мм;
- промежуточную колонну диаметром 245 мм от 5000 до 7000 м;
- хвостовик диаметром 168 (178) мм на подвесном устройстве.

В зависимости от длины скважины по стволу, глубины вертикального участка, наличия осложнений рекомендуется применение двух промежуточных колонн и (или) двух хвостовиков. В таких случаях расчет диаметра обсадных колонн и глубины их спуска ведется от диаметров НКТ и эксплуатационного хвостовика. Направление при этом может достигать диаметра 630 и 762 мм.

На Кириновском месторождении Сахалинской области предусмотрены бурением морские скважины в шельфовой зоне. Бурение таких скважин с платформ существенно отличается от строительства скважин на суше, поэтому к нему предъявляются особые требования: дополнительные обсадные колонны для водоизоляции и воздействия моря, «морские» диаметры

колонн, специфическое устьевое оборудование и требования к буровым растворам и т.д. Здесь предполагается вскрытие пластов до глубины 3000 м (по стволу 3591 м). Направлением (рапером) диаметром 762 мм на глубину 185 м перекрываются интервал моря и донные отложения, ил (рисунок 1). Кондуктором диаметром 508 мм на глубину 575 м изолируются отложения гравия, песков и алевролитов, склонных к интенсивным обвалам и осыпям. В интервале от 890 до 1390 м при бурении возможны попутные газопроявления незначимых продуктивных пластов, поэтому этот интервал перекрывается промежуточной колонной диаметром 340 мм до глубины 1495 м. Двухсекционная эксплуатационная колонна диаметром 273/245 мм спускается до кровли продуктивных отложений, а сам пласт перекрывается хвостовиком диаметром 127 мм с подвесным устройством.

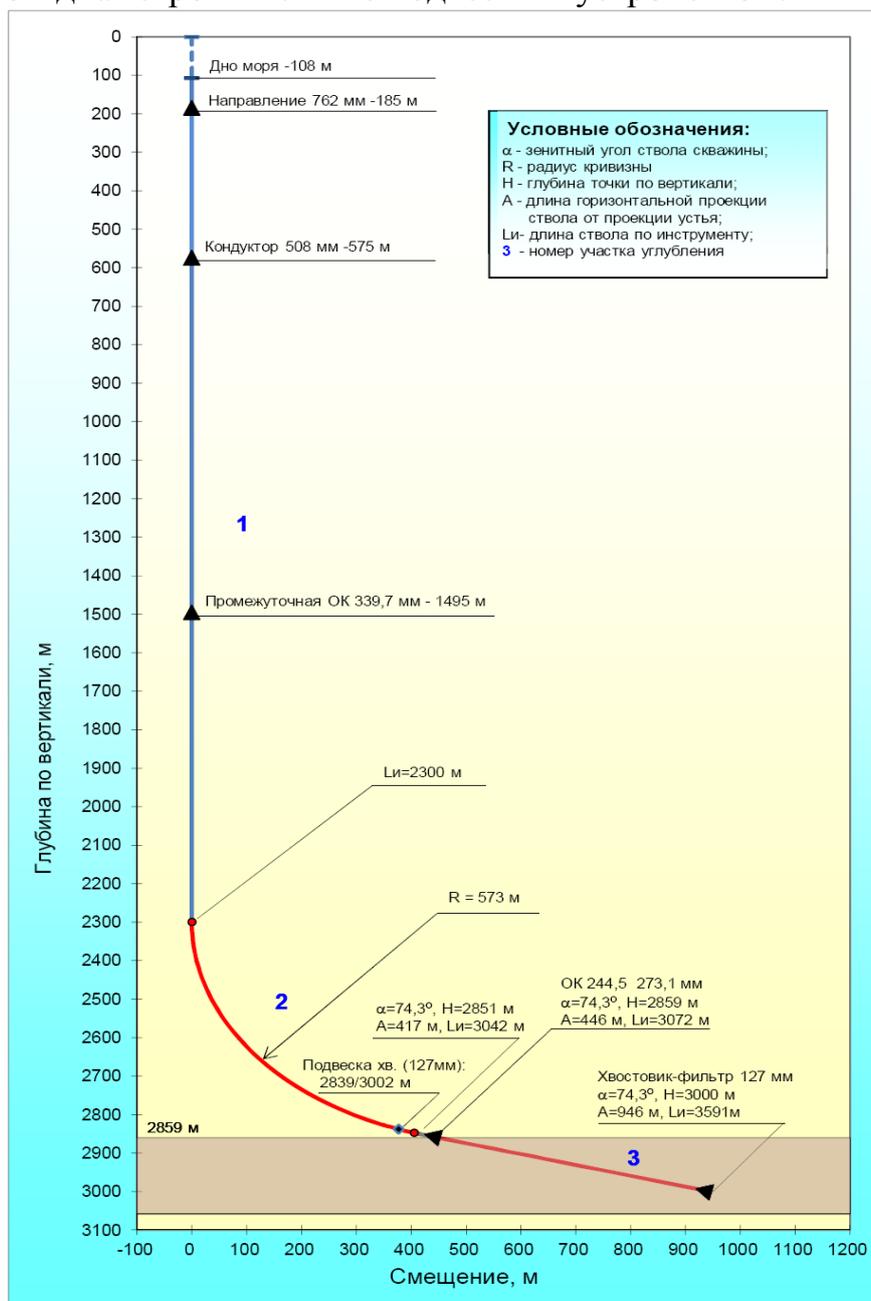


Рисунок 1. Профиль скважины в шельфовой зоне Сахалина

Таким образом, разработаны рациональные конструкции скважин большой протяженности с береговой линии Сахалина, обеспечивающие безаварийную крепь и эффективную добычу углеводородов.

Библиографический список

1. Вяхирев, Р. И. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений / Р. И. Вяхирев, Б. А. Никитин, Д. А. Мирзоев. – Москва: Издательство академии горных наук, 1999. – 373 с.

2. СТО Газпром 7.3-026-2014. Документы нормативные для строительства скважин. Скважина с большим отклонением забоя от вертикали. Технические требования. – Москва: ИРЦ «Газпром экспо», 2014. – 47 с.

Математическое моделирование процесса перфорации с помощью гидравлического бурового перфоратора при разработке нефтяных и газовых месторождений

Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Денисова Т.В.

Ульяновский государственный технический университет, г. Ульяновск

В данной статье представлена математическая модель гидравлического бурового перфоратора, которая учитывает влияние возвратно-поступательного движения сверла, установленного на гибком валу, а также влияние физико-механических свойств резервуаров на рабочие процессы. Моделируется процесс перехода при перфорации канала гидравлическим перфоратором. Результаты расчета для математической модели гидравлического перфоратора для бурения показывают, что благодаря одновременному использованию как вращательного, так и возвратно-поступательного движения сверла, установленного на гибком валу, можно сократить время, затрачиваемое на перфорацию одного канала в продуктивная формация буровым перфоратором до 90%.

Проблема наиболее полного извлечения углеводородов из земли ставит важные задачи перед нефтедобывающими компаниями, связанные с разработкой и внедрением новых технологий и технических средств, направленных на повышение эффективности разработки нефтяных месторождений. По оценкам экспертов, широкое применение новых методов добычи нефти и современных технических средств при разработке нефтяных месторождений позволит увеличить извлекаемые запасы нефти на 30-50% [1].

Перспективным направлением повышения нефтеотдачи продуктивных пластов является совершенствование технологий добычи нефти за счет применения современных ресурсосберегающих систем разработки месторождений с использованием малоэффективных методов вскрытия продуктивных пластов [2].

С точки зрения получения максимально возможной нефтеотдачи пласта наиболее перспективным методом представляется перфорация бу-

рения. Использование буровой перфорации позволяет эксплуатировать объекты в сложных геолого-технических условиях: нефтяной бассейн с высокой вязкостью с низкой продуктивностью и малой толщиной, нефтяные залежи с пластами, тесно соприкасающимися с донными водами, объекты с цементной оболочкой низкого качества, где находятся продуктивные пласты отделены от водоносной части бассейна тонким неустойчивым мостом, а также сооружениями с чередующимися проницаемыми и уплотненными прослойками [1].

Условия работы буровых перфораторов в скважине, связанные с широким диапазоном изменения давления и температурных характеристик в сочетании с различными геологическими особенностями перфорированной породы, определяют сложный и неоднозначный характер физических и гидродинамических процессов, протекающих в проточной части бурового перфоратора. В настоящее время математическое моделирование перфорации продуктивных пластов буровыми перфораторами имеет довольно экспериментальный характер. Отсутствие каких-либо математических моделей процесса перфорации буровыми перфораторами, соответствующих реальным скважинным установкам, создает определенные трудности при разработке новых современных технических средств для перфорации продуктивных пластов. Это обуславливает необходимость проведения работ по проектированию буровых перфораторов и моделированию процесса перфорации нефтегазоносных пластов буровыми перфораторами [2].

В настоящее время актуальной задачей является разработка и проектирование буровых перфораторов, обеспечивающих повышенную производительность перфорации пласта, а также перфорацию каналов необходимой длины в резервуарах сложной структуры, которые содержат чередующиеся продуктивные и непроницаемые прослойки, тонкую нефть.заполненные пласты, расположенные вблизи водоносных пластов, нефтяных отмелей.

Перфорация канала гидравлическим перфоратором для бурения обеспечивается с помощью согласованной работы трех контуров: контура фиксации, контура подачи бура и контура перфорации [1].

Контур фиксации обеспечивает фиксацию корпуса бурового перфоратора в обсадной колонне с помощью штоков двух гидравлических цилиндров для фиксации, которые равномерно проходят, занимая зазор между корпусом перфоратора и обсадной колонной (обычно на длину не более)чем 0,02 - 0,1 м в течение 2 - 10 с). Контур подачи сверла обеспечивает подачу сверильной головки, установленной на гибком валу, на целевую глубину перфорации (0,2 - 0,5 м). Контур перфорации обеспечивает, при необходимости, параллельное вращательное и возвратно-поступательное движение сверла, установленного на гибком валу (скорость вращения составляет от 200 до 800 об / мин, частота удара перфоратора для сверления составляет 1800 мин-1), тем самым повышение производительности пер-

форации продуктивных пластов с помощью гидравлического бурового перфоратора. Рационально использовать параллельное вращательное и возвратно-поступательное движение сверла при перфорации породы и проводить перфорацию обсадной колонны и цементной оболочки с помощью вращения рабочего инструмента [2].

Разработанная математическая модель гидравлического бурового перфоратора позволяет на основе численного метода решения сформированной системы дифференциальных уравнений моделировать процесс перфорации продуктивных пластов скважинным оборудованием с учетом геологических особенностей перфорированных пород. Результаты математического моделирования показывают, что основное время при перфорации канала (до 80%) расходуется на перфорацию породы. Можно повысить эффективность перфорации продуктивных пластов путем бурения перфораторов путем одновременного использования вращательного и возвратно-поступательного движения при перфорации горных пород. Установлено, что при перфорации доломита, одной из самых твердых углеводородсодержащих пород, время, затрачиваемое на перфорацию одного канала длиной 0,2 м, составляет менее 1,5 мин. Таким образом, производительность перфорации [1].

увеличения продуктивных пластов малоударными методами (до 90%). Такой подход обеспечивает перфорацию продуктивного пласта без деформации и разрушения обсадных колонн и цементной оболочки, что в совокупности увеличивает нефтеотдачу пласта и способствует более рациональному освоению скважинного фонда.

Библиографический список

1. Маркова, Е. В. Открытие научного проекта ИАТУ «Общение в социальных науках» / Е. В. Маркова, А. М. Ф. Аль Дарабсе, Т. В. Денисова // Современные направления развития науки в животноводстве и ветеринарной медицине : материалы международной научно-практической конференции посвященной 60-летию кафедры Технологии производства и переработки продуктов животноводства и 55-летию кафедры Иностранных языков : сборник статей. – Тюмень, 2019. – С. 289-294.

2. Маркова, Е. В. Инновационные образования и образовательные инновации в условиях современного вуза / Е. В. Маркова, А. М. Ф. Аль Дарабсе, Т. В. Денисова // Современные направления развития науки в животноводстве и ветеринарной медицине : материалы международной научно-практической конференции посвященной 60-летию кафедры Технологии производства и переработки продуктов животноводства и 55-летию кафедры Иностранных языков : сборник статей. – Тюмень, 2019. – С. 358-362.

Проблемы автоматизации технологического процесса бурения нефтегазовых скважин

Маркова Е.В., Аль-Дарабсе А.М.Ф., Денисова Т.В.

Ульяновский государственный технический университет, г. Ульяновск

Информационные технологии и управление нефтегазовой отраслью в настоящее время являются очень проблемной проблемой. В дополнение к системам, которые управляют поведением и конкуренцией, также важны вспомогательные материалы при использовании автоматизированных систем. Знания в каждом аспекте процесса должны основываться на использовании автоматизации. Буровая установка (файлы автоматизации и разводов) находится только в глубине эволюции глубокой неопределенности и будет создавать аварийные ситуации и аварийные ситуации, которые происходят в различных частях тела во время перехода к глубинам природных проектов, высоте, температуре и другим важным факторам пород, которые необходимо обработать, чтобы Принятие решений, внезапное изменение взглядов Подробнее о конкуренции Комплект автоматического рулевого управления помогает новой системе экономить топливо и топливную промышленность и решать проблемы, которые вызывают высокие цены на нефть. Новые разработки в дизайне кабелей, изготовленных из кабелей или оптоволоконных кабелей, чтобы помочь обеспечить большие объемы данных, полученных с сайта [2].

Автоматизация технологических процессов помогла улучшить качество и увеличить прибыль в различных отраслях производства, где она была внедрена. В то же время автоматизация бурения в нефтегазовой отрасли является нетривиальной задачей [1]. Его решение сопровождается многими негативными факторами с точки зрения автоматизации. Успех в этой области позволит эффективно выполнять сложные задачи, в частности, для изучения большего количества скважин, бурение и разработка которых в настоящее время технически невозможны или невыгодны. Автоматизация позволит не только технически разрабатывать сложные месторождения, сократить сроки подготовки производства, повысить экономическую целесообразность многих проектов, но и значительно повысить эффективность охраны труда и окружающей среды.

Автоматизация бурения - сложный процесс для удобства его часто разделяют на более управляемые модули, которые можно использовать по отдельности или в комбинации, теоретически образуя интеллектуальную систему, способную бурить скважины в автономном режиме [3].

Основные модули включают в себя:

- Интеграция буровых и скважинных систем;
- Оптимизация скорости проникновения: обнаружение аномалий и корректирующие меры; мониторинг и снижение воздействия ударных и вибрационных нагрузок;

- Контроль направления бурения скважины;
- Обеспечение устойчивости ствола скважины;
- Контроль последовательности операций.

Проблемы совместимости типично, что проблема автоматизации процесса бурения начинается с аспектов, которые не имеют прямого отношения к условиям или месту производства. Техническая поддержка буровой установки включает в себя множество компонентов, большинство из которых принадлежит различным производителям. В контексте автоматизации это значительно усложняет проблему, так как контролируемое оборудование в течение длительных периодов времени необходимо для совместной работы под управлением единой системы автоматизации [1].

В свою очередь, высокий уровень автоматизации предполагает реализацию обмена данными между всеми компонентами системы и, таким образом, полную совместимость с точки зрения методов, протоколов, форматов передачи данных и типов управляющих действий, как основополагающего фактора для автоматизации процесса внедрения.

Важно отметить, что решения, принятые в соответствии с конкретной конфигурацией оборудования или геофизическими условиями и не подходящие для других устройств (другими словами, локализованные решения), дороги и требуют вмешательства человека и контроля. В связи с этим разработка новой технологии обмена данными в описанных условиях является перспективной и востребованной. Или необходимо рассмотреть возможность применения решений, уже существующих в других отраслях нефтегазовой отрасли. В любом случае на первый план выходят вопросы их стандартизации, сертификации, совместимости, возможности работы в режиме реального времени, возможности резервного копирования, защиты и передачи данных для анализа и накопления баз данных на удаленных объектах. В настоящее время буровые сервисные компании, операторы, производители оборудования и т. Д. Используют разные стандарты переносимости данных [2].

Новая группа средств автоматизации может помочь преодолеть многие проблемы, характерные для нефтегазовой промышленности, повысить эффективность разработки нефтяных месторождений. Эта группа может включать новые разработки в области скважинных датчиков, которые обеспечат измерения высокого качества; новые разработки в конструкции бурильных труб с кабельной или оптоволоконной проводкой. Эти бурильные трубы позволят доставлять большие объемы получаемой информации на поверхность. Они также обеспечат возможность контроля давления и температуры в затрубном пространстве вдоль бурильной колонны, что позволит контролировать параметры по всему стволу [3].

Промышленность также нуждается в инструментах и алгоритмах быстрого сжатия, декомпрессии и анализа больших объемов информации, которые позволят инженерам по бурению и системам автоматизации обна-

руживать такие факторы риска, как отказ при замерзании, кручение, осевой удар, подпрыгивающие биты и т. Д. в настоящее время. Также необходимо иметь алгоритмы для систематизации данных, диагностики явлений, выработки корректирующих действий и принятия решений о дальнейшем ходе процесса без вмешательства человека.

Библиографический список

1. Маркова, Е. В. Открытие научного проекта ИАТУ «Общение в социальных науках» / Е. В. Маркова, А. М. Ф. Аль Дарабсе, Т. В. Денисова // Современные направления развития науки в животноводстве и ветеринарной медицине : материалы международной научно-практической конференции посвященной 60-летию кафедры Технологии производства и переработки продуктов животноводства и 55-летию кафедры Иностранных языков : сборник статей. – Тюмень, 2019. – С. 289-294.

2. Маркова, Е. В. Инновационные образования и образовательные инновации в условиях современного вуза / Е. В. Маркова, А. М. Ф. Аль Дарабсе, Т. В. Денисова // Современные направления развития науки в животноводстве и ветеринарной медицине : материалы международной научно-практической конференции посвященной 60-летию кафедры Технологии производства и переработки продуктов животноводства и 55-летию кафедры Иностранных языков : сборник статей. – Тюмень, 2019. – С. 358-362.

3. Маркова, Е. В. Совершенствование системы управления запасами в ПАО «Мрск-Юга» за счет создания и развития консигнационных складов, обслуживающих электрические сети / Маркова Е. В., Аль-Дарабсе А. М. Ф., Денисова Т. В. // Проблемы и перспективы экономических отношений предприятий авиационного кластера III : Всероссийская научная конференция : сборник статей. – Ульяновск, 2019. – С. 58-61.

Влияние соединительной муфты на перепад давления в кольцевом канале

Орлик Е.В., Игнатенко Я.С., Бочаров О.Б.

*Бейкер Хьюз Россия, Новосибирский технологический центр,
г. Новосибирск*

Прокачка буровых растворов при бурении скважин составляет значительную часть от общих энергетических затрат, обусловленных гидравлическим сопротивлением. Транспорт жидкости осуществляется в кольцевом пространстве между бурильной колонной и внешней стенкой. К настоящему времени проведен существенный объем экспериментальных и теоретических работ по изучению течения и определению перепада давления в кольцевых каналах для ньютоновских и неньютоновских жидкостей [1, 2]. Отдельные исследования проводились и по изучению влияния местных

сопротивлений (соединительных муфт) бурильной колонны. Показано, что соединительные муфты, могут оказывать существенное влияние на гидродинамику течения и перепад давления. Однако, несмотря на наличие как экспериментальных, так и работ по численному моделированию течений в окрестности соединительной муфты [3], в настоящее время в литературе нет поправочных функций, учитывающих в полной мере параметры потока, геометрические размеры соединительной муфты и канала, наличие эксцентриситета, а также реологические свойства жидкости. В данной работе методом численного моделирования изучается влияние вращения бурильной колонны (ω_{ds} - угловая скорость) и эксцентриситета соединительной муфты (ϵ_{sc}) на перепад давления в зависимости от расхода для ньютоновской жидкости в кольцевом канале (рис. 1, $D_{tj}=7.5$ дюйма, $L_{bh} = 15$ футов, $D_{bh}=5.5$ дюйма, $D_{ds}=8.5$ дюйма).

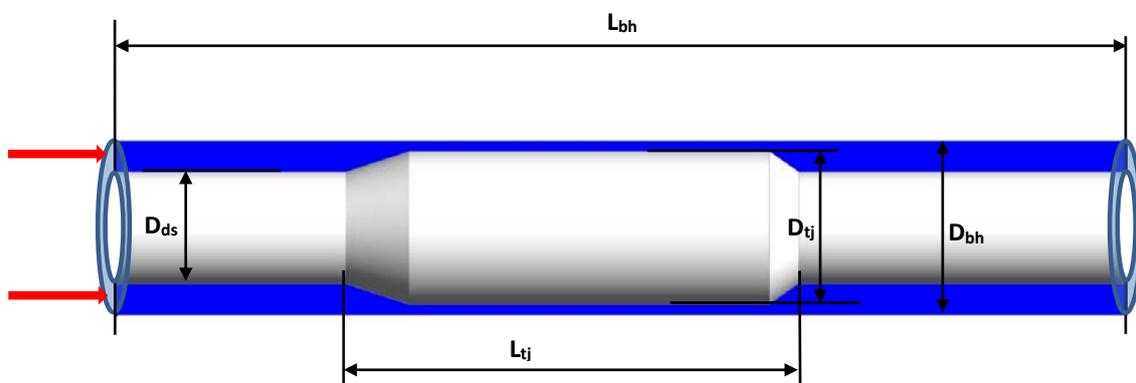


Рисунок 1. Общий вид соединительной муфты в кольцевом канале.

Численное моделирование проведено в нестационарной 3D постановке на основе осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса, дополненных $k-\omega$ SST моделью турбулентности при помощи программного обеспечения оригинальной разработки [4]. На рисунке 2 показан характерный пример расчёта картины течения при обтекании потоком жидкости бурильной колонны с соединительной муфтой с вращением и эксцентриситетом (линии тока и интенсивность потока). Безразмерный параметр $K_{si} = \frac{\omega D_{ds}}{2U}$ определяет отношение вращательной скорости бурильной колонны к продольной потока (U). В области сужения происходит разгон жидкости, а в области расширения торможение и образование застойной области, что приводит к изменению распределения давления, показанного на рисунке 3.

С практической точки зрения, представляет интерес влияние соединительной муфты на перепад давления, которое можно охарактеризовать, как отношение перепада давления на соединительной муфте по отношению к перепаду давления в кольцевом канале без нее (PLR).

На рисунках 4 а) и б) показано поведение PLR в зависимости от вращения и эксцентриситета.

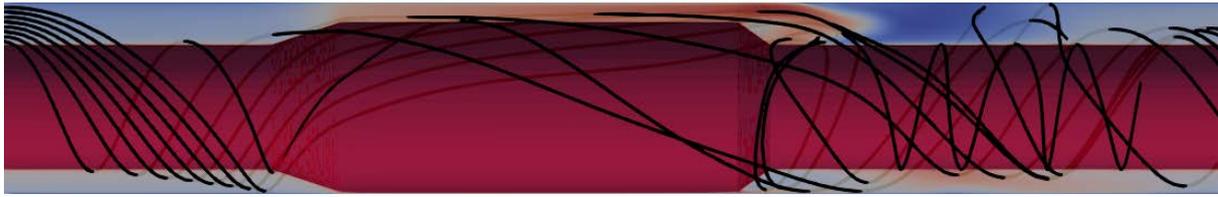


Рисунок 2. Картина течения при обтекании соединительной муфты в кольцевом канале. $Re=5000$, $K_{si}=5$, $\epsilon_{cc}=0.8$.

$$PLR(\text{pressure loss ratio}) = \frac{\Delta P_{p+tj}}{\Delta P_p}$$

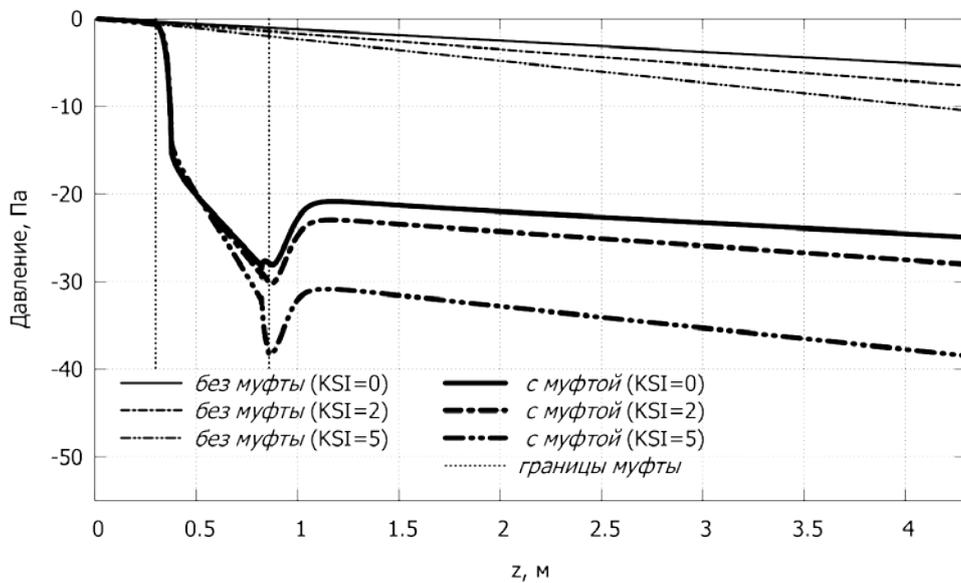
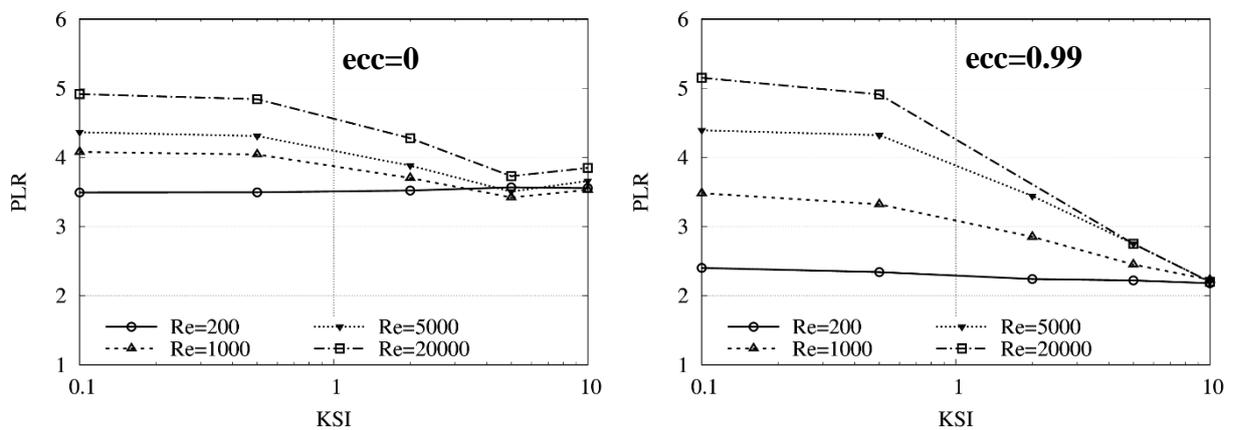


Рисунок 3. Распределение давление вдоль канала с наличием соединительной муфты и без нее в зависимости от вращения, $\epsilon_{cc}=0$.



a)

b)

Рисунок 4. Влияние вращения и эксцентриситета на эксцентриситет на соединительной муфте: PLR a) 0, b) 0.99

На основании результатов расчётов можно сделать следующие заключения:

- Эксцентриситет бурильной колонны может значительно уменьшить влияние соединительной муфты. Следует отметить, что этот эффект проявляется только при очень высоких эксцентриситетах, когда зазор между стенками соединительной муфты и скважиной становится очень маленьким с одной стороны муфты и большим с другой ее стороны.
- Вращение бурильной колонны также оказывает существенное влияние на перепад давления. С увеличением частоты вращения наблюдается снижение коэффициента PLR. Следует отметить, что для малых расходов жидкости коэффициент PLR слабо зависит от частоты вращения.

Библиографический список

1. Sorgun, M. Modeling and Experimental Study of Newtonian Fluid Flow in Annulus / M. Sorgun, M. E. Ozbayoglu, I. Aydin // Journal of Energy Resources Technology. – 2010. – V. 32, № 3. – P. 1-6.
2. Equivalent circulating density modeling of Yield Power Law fluids validated with CFD approach / O. Erge [and etc.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 140, – P. 16-27.
3. Investigating the Impact of the “Tool Joint Effect” on Equivalent Circulating Density in Deep-Water Wells / A. K. Vajargah [and etc.] // SPE Deepwater Drilling and Completions Conference held in Galveston, Texas, USA. – 2014.
4. Gavrilov, A. A. Reynolds-averaged modeling of turbulent flows of power-law fluids / A. A. Gavrilov, V. Y. Rudyak // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2016. – V. 227. – P. 45-55.

Газовый вулканизм северо-запада черного моря

Салтыков В.В.¹, Овчинников В.П.¹, Пасынков А.А.²

¹ Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;

² Крымский федеральный университет имени В.И. Вернадского, г. Симферополь

Еще в прошлом столетии известный детский писатель К.И. Чуковский в одном из своих произведений («Путаницы») писал:

«... А синички взяли спички
К морю синему пошли
Море синее зажгли...»

И этому есть подтверждение, связанное с газовым вулканизмом, под которым понимают природные процессы выделения газов, сипов (seep – это зона просачивания, участок в пределах которого жидкость или газ медленно просачивается на поверхность земли), которые широко распространены во всем мире, в том числе и в акватории Черного моря.

Во многих работах отмечено их наличие на глубинах менее 50 м в виде протяженного «пятна» с субширотной ориентацией из карбонатных новообразований до 1,5 м. высотой, арагонита и кальцита сферолитового строения в виде мелких шариков размером в несколько миллиметров.

Аналогичные выделения, также из карбонатных отложений были отмечены и на больших глубинах 1120-1738 м. Они имели очаговый характер, высоту порядка 270-300 м., сгруппированы по трем зонам. Последующее изучение показало, что газовыделения являются звеном единого сложного глубинного процесса, имеющие определенную прямую связь с тектоническими перестройками, протекающими на больших глубинах, диаперизмом, грязевым вулканизмом и скоплением углеводородов в недрах. Особо следует обратить внимание на последнее – образование скоплений углеводородов в недрах.

На сегодня выявлено порядка 4000 газовых проявлений только в северной акватории Черного моря (на шельфе Российского побережья), около 500 газовых факелов отмечены у берегов Болгарии, в прибрежной зоне Абхазии, Турции, Грузии и др. (рисунок 1). Учитывая, что газ преимущественно представлен углеводородами (метаном), в некоторых случаях имеются нефтяные проявления, то вполне серьезно говорить о необходимости разработки технологических решений в рамках пополнения энергетических ресурсов, в первую очередь, республики Крым, да и России в целом.

На представленном рисунке 1 показаны районы наиболее активных газовых проявлений – Дунайское, Евпаторийское, Керченское, Батумское.

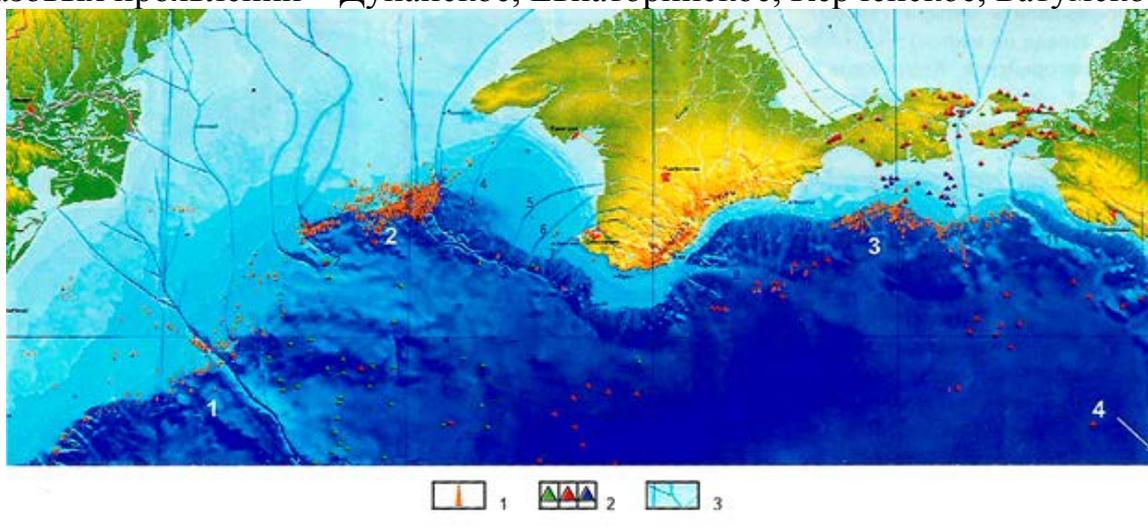


Рисунок 1. Газовые поля: 1 – Дунайское; 2 – Евпаторийское; 3 – Керченское; 4 – Батумское (за пределами рисунка)

Можно предполагать, что кроме зафиксированных газовых полей, на шельфе и континентальном склоне всего Черноморского побережья могут существовать и другие газовые поля, пока еще не установленные исследователями. Это касается побережья Сухуми, Сочи, Геленджика, Новорос-

сийска, где уже отмечен ряд действующих грязевых вулканов, имеются многочисленные реки, способствующие формированию газовых струй.

Следует отметить и приуроченность газовых факелов к нарушениям, к сложностям отложений морского дна, что вполне может соответствовать неорганической теории происхождения углеводородов, поскольку установлено что возникновение метана и других газов связано с поступлением их из глубинных источников.

Известно, что в районе горного Крыма субдуцируется остаточная Черноморская субокеаническая плита, отражая процессы закрытия этого морского бассейна.

Можно предполагать (учитывая геологический разрез Крымского региона) возможность формирования на континентальном склоне значительной толщи перемещенного и накопленного эродированного материала, с ним возможно и поступление углеводородов (УВ), количество которых увеличивается за счёт жизнедеятельности прибрежных морских организмов, образуя таким образом, в благоприятных термобарических условиях углеводородные соединения. Последние мигрируют из области газонефтеобразования по имеющимся трещинам и каналам и накапливаются в экранированных залежах, а не перекаченный миграционный поток, достигнув морского дна, разгружается в виде газовых струй, факелов, грязевых вулканов. Таким образом не исключается и теория органического происхождения углеводородов.

Не оспаривая и не задаваясь целью выяснения процесса происхождения углеводородных соединений можно говорить о их субвертикальных перемещениях через перекрывающие породы и поступления в водную среду, интенсивность миграции которых зависит от многих факторов: структурно-тектонических, ландшафтно-геохимических, литолого-минералогических, гидрологического и др. Их наличие подтверждает возможность нахождения газонефтеносных структур в регионе.

Всё это говорит о необходимости проведения комплекса научно-практических исследований по рациональному использованию явлений аномального газовыделения в акватории Чёрного моря в пределах Керченско-Таманского региона в целях наращивания энергетической базы республики Крым. Для этого необходимо в первую очередь сформировать программу развития энергетики региона с обязательным включением работ по:

- уточнению локализации поверхностных источников газовыделений;
- установление связи между поверхностными газовыделениями и глубинными газосодержащими структурами;
- проектированию и разработке технических средств и технологии контролируемого сбора и доставки газа на поверхность с последующей его подготовкой и использованием для нужд республики.

Библиографический список

1. Шнюков, Е. Ф. Газовый вулканизм Черного моря / Е. Ф. Шнюков, В. П. Коболев, А. А. Пасынков. – ЛОГОС, 2003. – 384 с.
2. Толковый словарь английских геологических терминов / под ред. Л. П. Зоненшайна. – Москва: Мир, 1979. – Т. 3. – 543 с.
3. Газовые факелы на дне Черного моря: научное издание / Е. Ф. Шнюков [и др.]. – Киев: ОМГОР НАНУ ПП «ГНОЗИС», 1999. – 133 с.
4. Газовыделяющие постройки на дне северо-западной части Черного моря / В. Х. Геворкьян [и др.] // ДАН УССР. – 1991. – № 4. – С. 80-85.
5. Геологические исследования рейса НИС «Ихтиандр» в Черном море / Е. Ф. Шнюков [и др.]. – Киев: НАНУ ОМГОР ЦНПМ, 1994. – 106 с.
6. Результаты геологических исследований 51 рейса в Черное море НИС «Михаил Ломоносов» / Е. Ф. Шнюков [и др.]. – Киев: Институт геологических наук, 1990. – 48 с.
7. Зона акустических аномалий в Черном море близ Севастополя / Е. Ф. Шнюков [и др.] // Геологический журнал. – 1993. – № 4. – С. 62-67.

Повышение нефтеотдачи трещиноватых коллекторов Восточной Сибири применением соляно-кислотной обработки

Хайбулин И.А.¹, Коротков С.А.², Денисенко К.С.²

¹ПАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут;

²ООО «СибГеопроект», г. Тюмень

Испытание разведочных и освоение эксплуатационных скважин Восточной Сибири в условиях повсеместного залегания карбонатных пород (трещиноватых коллекторов) до недавнего времени являлись достаточно сложной технико-технологической задачей, решение которой в полном объеме не достигнуто до сих пор.

Трещиноватость пород месторождений Восточной Сибири связана с известняками, доломитами, сланцами и песчаниками, с межсолевыми и подсолевыми формациями [1]. Основными проблемами, встречающимися при испытании данных коллекторов, являются аварии, осложнения, низкий дебит или его отсутствие.

Основная часть аварий и осложнений связана с нефтегазопроявлениями, рапопроявлениями, наличием сероводорода, смятием обсадных колонн вследствие текучести каменных солей.

Продуктивные пласты региона отличаются низкой проницаемостью и невысокой пористостью, т.е. имеют ФЕС, неблагоприятные для увеличения притока флюида и повышения дебита скважин. Призабойная зона часто закольматирована буровым раствором. Во избежание этих негативных явлений и для повышения качества испытания (освоения) скважин необходимо полное и правильное соблюдение проектных решений, а также при-

менение оптимальных технологий и эффективных технических средств интенсификации притока флюидов, а также методов их контроля. Среди них нужно отметить проведение гидродинамических исследований (ГДИ) после гидроразрыва пласта (ГРП), соляно-кислотная обработка (СКО), компрессирование скважины, обработка скважины сепаратором или струйным насосом.

Так, например, ООО «СибГеоПроект» с 2008 года на месторождениях Восточной Сибири по договорам с ПАО «НК «Роснефть» и ООО «Газпром геологоразведка» успешно применяет струйные насосы типа УЭОС-5 для вызова притока нефти из продуктивных пластов тогда, когда объект, казалось бы, «сухой». Особенно хорошо этот способ интенсификации притока флюида показывает себя на разведочных скважинах, вскрывающих трещиноватые коллектора с наличием пластовой воды и низкими ФЕС. Нефтеотдача таких отложений зачастую увеличивается многократно.

Кроме того, в отдельных случаях с низким притоком флюида из карбонатных пород используется СКО, значительно повышающая нефтеотдачу продуктивного пласта.

Наглядным примером успешного испытания скважины, пробуренной на слабопродуктивный горизонт, служит проведение СКО с комплексом ГДИ [2] на разведочной скважине №77 Бис Даниловского лицензионного участка в 2016 году. Там целью исследования являлись оценка промышленной значимости испытываемого II-го объекта пласта Б₅ усть-кутского горизонта в интервале перфорации 1689 – 1709 м и определение комплекса гидродинамических параметров пласта. Для этого были проведены СКО и комплексное исследование с непрерывной регистрацией изменения давления и температуры на забое скважины.

Интенсификация притока проводилась в 4 этапа обработкой пласта кислотными составами, рекомендованными институтом «УфаНИПИнефть», на основе 97% – 15% соляной кислоты, 1% уксусной кислоты, 2% нефтеноса К. Всего в пласт закачено 41 м³ кислотного состава. ФЕС пласта определены методом неустановившихся режимов фильтрации с закрытием скважины на забое и регистрацией кривой восстановления давления (КВД). Пластовое давление получено при обработке КВД методом Хорнера в программном продукте *PanSystem*.

В результате работы определены основные фильтрационно-емкостные свойства пласта. Кроме того получены следующие показатели объекта:

- дебит нефти 153,6 м³/сут. на шайбе 12 мм против первоначального в 24,4 м³/сут.;
- скин-фактор + 3,38;
- проницаемость пласта $K_{пр} = 154,5$ мД;
- коэффициент продуктивности $\eta = 3,62$ м³/сут/кгс/см².

По результатам интерпретации исследования КВД на скважине №77 Бис Даниловского лицензионного участка были получены данные о пластовом давлении, проницаемости пласта, коэффициенте влияния ствола скважины и параметрах призабойной зоны пласта (ПЗП). Полученное в результате интерпретации исследования значение скин-фактора говорит о хорошем состоянии ПЗП. В ходе проведения исследования давление на скважине было восстановлено.

Таким образом, наиболее прогрессивными и эффективными технологиями по интенсификации притока углеводородов трещиноватых коллекторов (доломитов) Восточной Сибири [3] в настоящее время являются проведение СКО или вызов притока струйным насосом.

Библиографический список

1. Багринцева, К. И. Карбонатные резервуары Восточной Сибири. Глубокие горизонты Енисей-Хатангского прогиба и рифейские резервуары Юрубчено-Тохомского месторождения / К. И. Багринцева, Р. С. Сауткин, А. В. Ступакова. – Москва: Газпром экспо, 2012. – 285 с.
2. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т. А. Деева [и др.]. – Томск, 2009. – 242 с.
3. Иванов, С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: учебное пособие / С. И. Иванов. – Москва: Недра, 2006. – 565 с.

Обзор технологий интенсификации притока углеводородов в добывающих скважинах методом создания трещин в продуктивном пласте

Цилибин В.В., Микляев А.И., Леонтьев Д.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время наиболее эффективным и востребованным методом интенсификации притока углеводородов и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов в добывающих скважинах остается технология гидравлического разрыва пласта (ГРП). Как показывает опыт промысловых исследователей, во многих регионах – это единственная технология, способная к введению в разработку месторождений с низкопроницаемыми, неоднородными и расчлененными коллекторами [1].

ГРП является механическим методом воздействия на продуктивный пласт, при котором происходит образование трещин по плоскостям минимальной прочности в связи с воздействием на пласт давлением закачки жидкости-разрыва. После разрыва трещина увеличивается, расширяется область пласта, дренируемая скважиной, возникает связь образовавшихся трещин с зонами повышенной проницаемости и системой естественных трещин, не вскрытых скважиной. В образованные трещины закачивается жидкость-разрыва, содержащая расклинивающий материал, закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Аналог проведения ГРП в поисково-оценочных и разведочных скважинах на участках, имеющих подъездные пути является массивный глубокопроникающий гидроразрыв пласта (МГРП) высоковязкими гелями, обладающими пониженными гидравлическими потерями и значительной несущей способностью проппанта (до 1500 кг/м³), масса которого на один этап достигает 100 т и более.

Несмотря на высокую успешность МГРП, их проведение требует наличия значительного количества специальной техники, оборудования (как правило, импортного) и материалов, что обуславливает высокую стоимость данного вида обработок. Его применение в условиях поисково-оценочных и разведочных скважин осложнено удаленностью разведываемых участков и, в большинстве случаев, отсутствием подъездных путей к месту необходимого проведения работ, что приводит к значительному увеличению затрат на транспортировку флота ГРП, в том числе за счет привлечения авиации.

Известна технология локального гидравлического разрыва пласта (ЛГРП) методом имплозионного воздействия на ПЗП. Обработка ПЗП осуществляется при помощи имплозионного устройства, воздействующего на пласт путем создания импульсов высокого давления в зоне перфорации с целью повышения нефтеотдачи и приемистости скважин [2].

Метод заключается в создании гидравлического удара энергия которого приводит к образованию серии трещин для вертикальных и наклонных скважин, очистке фильтров в горизонтальных стволах [2].

Обработку ПЗП с применением технологии гидроимпульсного воздействия целесообразно применять, если:

- в скважинах закольматированные карбонатные и трещиноватые коллектора;
- в скважинах с неоднородными по ФЕС коллектора, где происходит послойная выработка подвижных запасов нефти, и в интервале дренирования имеются остаточные запасы нефти;
- в скважинах, в которых нефтяной пласт отделен от водонасыщенного пласта тонкой глинистой перемычкой;
- необходима реперфорация интервала с целью интенсификации притока;
- в скважине проперфорированы интервалы с различными ФЕС, и имеется возможность селективной обработки.

Наиболее близкими к традиционным ГРП по эффективности и принципу воздействия являются технологии, предусматривающие использование твердотопливных генераторов давлений и жидких термогазообразующих композиций. Для реализации технологий используют генераторы давлений различных типов (ПГД, ПГРИ, ГДК и т.п.), ТРТ, ГОС и другие жидкие термогазообразующие композиции.

Основными преимуществами импульсных технологий с использованием генераторов давлений являются [3]:

- возможность в широких пределах изменять динамику нагружения горных пород за счет конструкции зарядов и системы воспламенения, регулируя характер трещинообразования;
- отсутствие необходимости закрепления остаточных трещин;
- технология достаточно проста, не требует применения специального оборудования и значительных финансовых затрат;

Технологии воздействия на пласт ПГД различаются в зависимости от используемых аппаратов, топлива, дополнительных реагентов:

- ТГХВ;
- ГДРП с применением ГОС;
- воздействие на пласт ПГДА;
- ГДВП и комплексное воздействие в сочетании с другими методами обработки призабойной зоны скважин.

На рисунке 1 показана динамика нагружения горных пород при ГРП с использованием некоторых генераторов давления и ГОС.

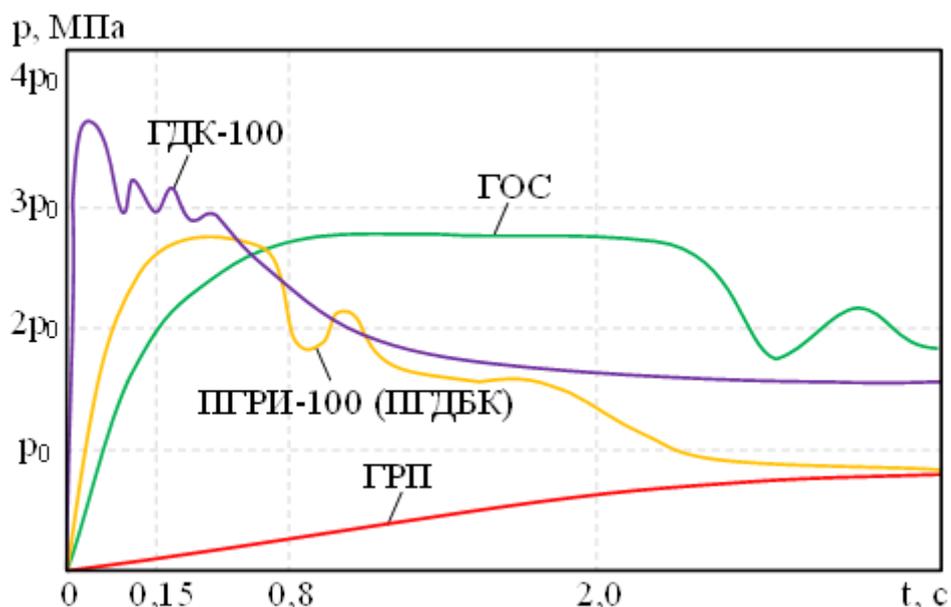


Рисунок 1. Динамика нагружения горных пород различными технологиями ГРП

Библиографический список

1. Захаров, К. П. Анализ результатов ГРП на разведочных скважинах севера Западной Сибири / К. П. Захаров // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 6. – С. 22-29.
2. Бурьян, Ю. А. Гидроимпульсная имплозионная обработка призабойной зоны пласта вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. / Ю. А. Бурьян, В. Н. Сорокин // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2015. – № 53. – С. 34-38.

3. Литвинов, А. В. Пороховые генераторы давления. / А. В. Литвинов [и др.] // Бурение и нефть. – 2008. – № 2. – С. 53.

Совершенствование технологии освоения скважин за счет применения поверхностно-активных веществ

Шмыгля Н.С., Тимиров А.Д., Леонтьев Д.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В процессе строительства и последующего ввода скважин в эксплуатацию (при первичном и вторичном вскрытиях пласта, глушении скважины, вызове притока и т.д.) призабойная зона пласта (ПЗП) неизбежно подвергается интенсивному воздействию технологической жидкости (ТЖ), приводящему к изменению естественной проницаемости фильтрационных каналов вследствие коагуляции.[1] Коагулирующими веществами при этом, являются: коллоидная фаза в буровом растворе, нефтяные эмульсии, образованные в процессе проникновения фильтратов ТЖ в ПЗП, адсорбция фильтратов на стенках пор и др. В результате фильтрации в пласт ТЖ происходит уменьшение эффективного порового пространства околоскважинной зоны или даже полная закупорка отдельных прослоев. При этом для достижения потенциальных дебитов скважин и проектных значений КИН требуется проведение дорогостоящих обработок ПЗП, в том числе гидроразрыв пласта (ГРП) [1].

Несмотря на массу преимуществ метода, проведение ГРП может приводить к сокращению сроков безводной эксплуатации скважин вследствие приобщения водоносных горизонтов или преждевременного прорыва нагнетаемой воды. Поэтому при разработке объектов, характеризующихся повышенными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного коллектора, в частности в скважинах, вскрывающих коллектора Викуловских свиты, необходимо достижение условий, обеспечивающих сохранение естественных характеристик пласта.

Как показали лабораторные исследования, в значительной степени проницаемость пород-коллекторов может снижаться под действием ЖГ (в отдельных случаях до 80–85 %). Снижение их отрицательного воздействия на ФЕС нефтеносного пласта достигается путем введения в состав неионогенных и анионных поверхностно-активных веществ (далее ПАВ), т.к. последние понижают капиллярное давление и снижают степень образования эмульсий в ПЗП.

Учитывая результаты фильтрационных испытаний через керн введение ПАВ «Образец 1» с подобранной концентрацией в состав ТЖ, применяемых при освоении скважин Викуловской свиты, позволяет сохранить естественные характеристики пласта, коэффициент восстановления проницаемости при этом приближается к 100 %.

Для подтверждения полученных результатов были запланированы работы по опробованию модернизированного состава раствора глушения в промышленных условиях. С этой целью разработана программа опытно-промышленных работ (ОПР).

Кроме того, для скважин оснащенных фильтрами, где не предусмотрено выполнение прострелочно-взрывных работ, с целью разрушения фильтрационной корки образованной на стенках ствола в процессе строительства скважины и проникших в ПЗП полимеров предложено проведение соляно-кислотной обработки (СКО) с применением соляной кислоты, ингибированной ПАВ. В связи с этим дополнительно проведены исследования по определению совместимости соляной кислоты (HCl 12 %), ингибированной с нефтью пласта. Лабораторные исследования на совместимость ингибированного кислотного состава с пластовым флюидом выполнены в специализированной лаборатории

Для оценки совместимости было приготовлено три пробы в соотношении (кислота: нефть) в процентах: 25:75, 50:50, 75:25. После оценки в нормальных условиях, пробы перемешивались и ставились в водяную баню на 5 мин, затем определялось разделение фаз. После визуального определения разделения фаз производилась фильтрация проб через сито для определения наличия выпадения осадков.

В результате выполненных исследований установлено, что образования эмульсий и выпадения осадков при смешивании кислоты ингибированной ПАВ с нефтью не происходит, разделение фаз происходит в течение 5 минут (рисунок 1).

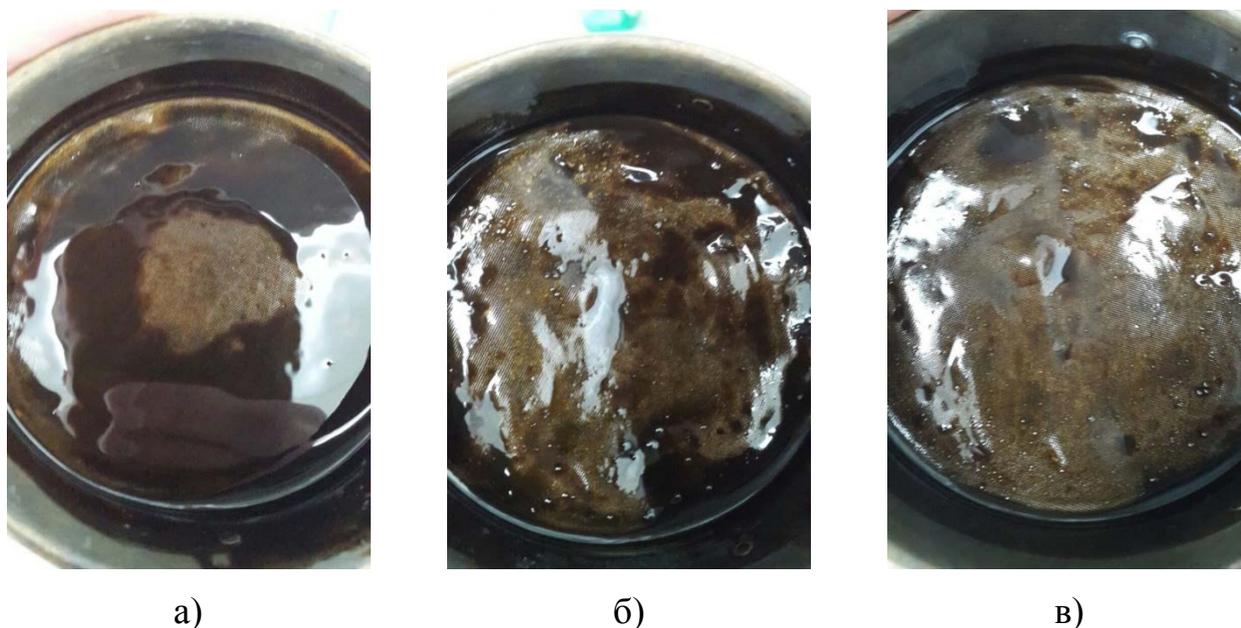


Рисунок 1. Фото эксперимента по определению совместимости соляной кислоты (HCl 12 %) ингибированной ПАВ с нефтью при различных соотношениях (кислота с ПАВ:нефть) а) 25:75; б) 50:50; в) 75:25

Первоочередным кандидатом для проведения ОПР была выбрана горизонтальная скважина.

Для оценки базового дебита после проведения операций по разбуриванию пакера, промывке забоя и извлечения ТТ было произведено 3 цикла снижения уровня жидкости в скважине.

Модифицированная жидкость освоения с помощью ПАВ приготавливалась на кустовой площадке в технологической емкости путем добавления в раствор глушения необходимого количества ПАВ. Перемешивание раствора, с целью получения однородного состава, производилось с помощью агрегата ЦА-320 в течение 1 часа.

Приготовление ингибированного соляно-кислотного состава так же производилось на кустовой площадке с помощью технических средств, путем добавления ПАВ в емкость кислотного агрегата и дальнейшего его перемешивания с помощью насоса, установленного в емкости кислотного агрегата.

Все работы по приготовлению и закачке составов осуществлены в штатном режиме в строгом соответствии с программой ОПР. По окончании ОПР произведена промывка скважины с последующей отработкой на приток компрессорным способом с помощью передвижного криогенного комплекса.

Анализ эффективности выполненных ОПР производился по сравнению показателей продуктивности скважин до и после выполнения ОПЗ. В результате выполненных работ произошло увеличение продуктивности скважины с 4,85 до 8,2 м³/МПа, что соответствует приросту данного показателя в 1,7 раза.

Таким образом, ОПР выполнены успешно, ПАВ является эффективным реагентом для ингибирования кислотных растворов и ТЖ на водной основе в конкретных пластовых условиях.

Библиографический список

1. Иванов, С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам : учебное пособие / С. И. Иванов. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565 с.

СЕКЦИЯ «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

Адаптация алгоритма расчёта фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях неопределённости исходных данных

Гильманов А.Я., Киселев Д.А., Шевелёв А.П.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

В настоящий момент в нефтегазовой промышленности наблюдается снижение темпов добычи углеводородов, связанное с истощением традиционных запасов. Одним из способов решения этой проблемы является вовлечение в разработку газоконденсатных месторождений. При разработке таких месторождений возможна потеря значительной части запасов в пласте в виде конденсата. Поэтому необходимо моделирование фазового поведения газоконденсатных смесей с целью принятия своевременных мер.

Классический алгоритм расчёта фазового поведения многокомпонентной углеводородной системы, предложенный Брусиловским [1], требует сопоставления расчёта по PVT-модели с данными лабораторных экспериментов по дифференциальной конденсации, которые могут не быть своевременно проведены, как в случае с Зайкинско-Зоринским месторождением [2]. На текущий момент такие исследования провести уже невозможно, поскольку они дадут некорректный результат из-за изменения конденсатогазового фактора. Кроме того, эксперименты по дифференциальной конденсации не всегда дают физически корректный результат [3].

Поэтому необходима адаптация алгоритма расчёта фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях неопределённости исходных данных. Поскольку экспериментальные исследования в должной мере своевременно проведены не были, необходимо использовать другие имеющиеся данные. Удобной является настройка модели на промысловые данные, которые имеются в достаточном количестве. Среди этих данных зависимость конденсатогазового фактора от пластового давления физически подобна экспериментам по дифференциальной конденсации [2]. Данный факт обуславливает возможность настройки PVT-модели на эту зависимость.

Таким образом, адаптированный алгоритм расчёта фазового поведения газоконденсатной смеси выглядит так, как показано на рисунке 1.

Для простоты расчётов следует ввести безразмерный параметр F , характеризующий потенциальное содержание стабильного конденсата [2]. Этот параметр может быть рассчитан по формуле

$$F = \frac{z_{C5+}}{z_{C5+0}}, \quad (1)$$

где z_{C5+} и z_{C5+0} – мольная доля псевдокомпонента C5+ при текущем давлении и при давлении начала конденсации соответственно.

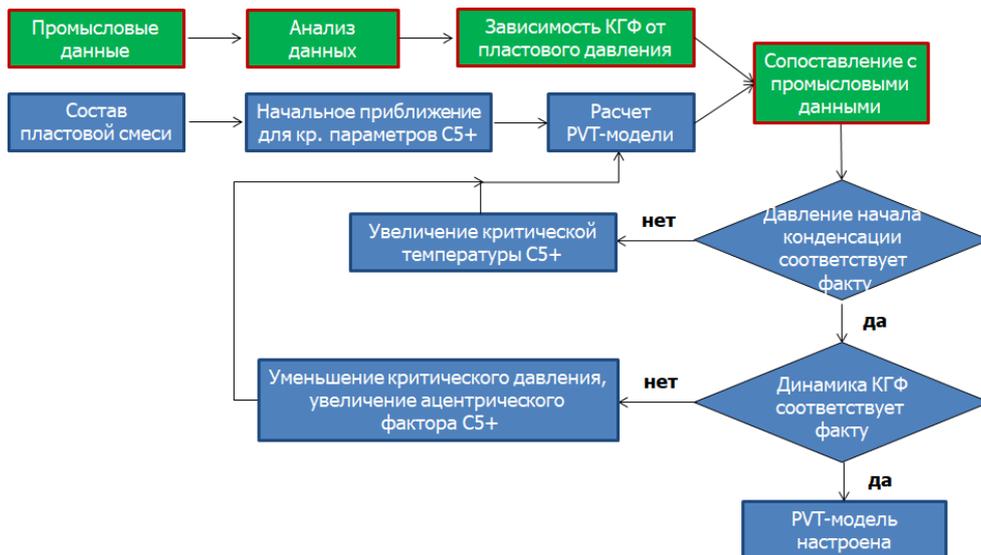


Рисунок 1. Адаптированный алгоритм расчёта PVT-модели газоконденсатной смеси.

Для примера произведён расчёт PVT-модели для Зайкинско-Зоринского газоконденсатного месторождения, что было бы невозможно без авторского способа настройки модели на промышленные данные вместо отсутствующих лабораторных экспериментов. Компонентный состав пластового флюида был следующим: метан 70%, этан 12%, пропан 5%, изобутан 1%, н-бутан 2%, углекислый газ 1,5%, азот 0,5%, псевдокомпонент C5+ 8%. После расчёта по предлагаемому в статье алгоритму получена зависимость безразмерного параметра F , соответствующего потенциальному содержанию стабильного конденсата, от пластового давления, показанная на рисунке 2. Произведено сравнение полученной зависимости с имеющимися по Зайкинско-Зоринскому месторождению фактическими данными потенциального содержания конденсата. Видно, что расчётные данные адаптированной модели совпадают с фактическими в пределах точности 10%, полученной с помощью метода наименьших квадратов. Кроме того, расчёт по PVT-модели позволил уточнить коэффициент извлечения конденсата, оказавшийся равным 0,296 вместо 0,4, как некорректно считалось при настройке модели на данные дифференциальной конденсации.

По результатам расчётов можно сделать следующие выводы:

- Предложен точный, простой, удобный способ настройки PVT-модели газоконденсатного объекта на промышленные данные (зависимость конденсатогазового фактора от пластового давления) при отсутствии или неполноте данных лабораторных экспериментов по дифференциальной конденсации;
- Определено, что предложенный способ настройки PVT-модели позволяет получить точную зависимость потенциального содержания конденсата от пластового давления и уточнить коэффициент извлечения конденсата.

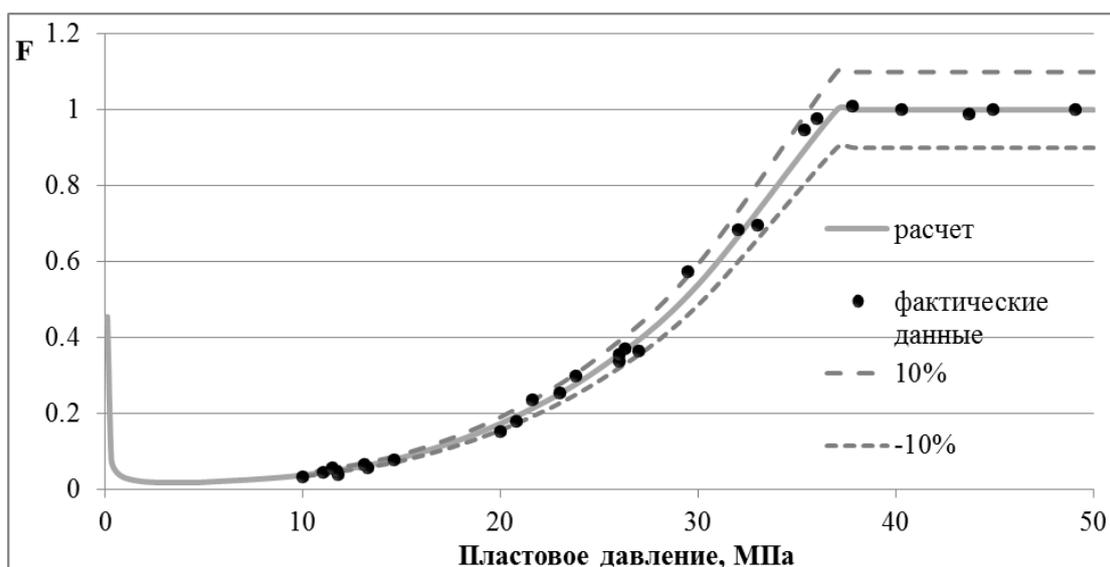


Рисунок 2. Зависимость безразмерного параметра F от пластового давления по результатам расчётов и по факту.

Библиографический список

1. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. – Москва: «Грааль», 2002. – 575 с.
2. Адаптация алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной системы применительно к месторождениям с неопределенностью в исходных данных / Д. А. Киселев [и др.] // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ энергетика. – 2019. – Т. 5, №2. – С. 105-120.
3. Метод расчёта изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта / Шабаров А. Б. [и др.] // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1. – №1 (1). – С. 7-21.

Моделирование разработки объекта ДЮК (доюрского комплекса)

Дергачёв Р.В.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

Породы доюрского комплекса (ДЮК) обеспечили 73 % накопленной добычи на месторождениях Шаимского нефтегазоносного района. Несмотря на низкие средние ФЕС, благодаря трещинно-кавернозно-поровому типу коллектора (рисунок 1) матрицы трещин могут обеспечить добычной потенциал.

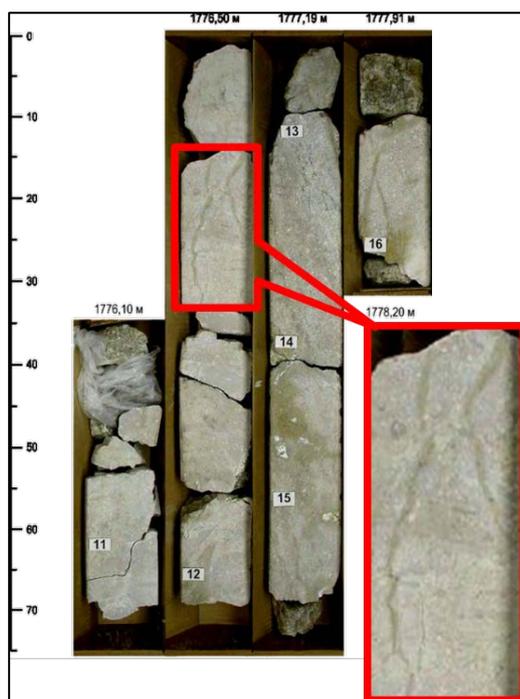


Рисунок 1. Трещины в образцах керна из ДЮК

Трещиноватое строение в местах выступа фундамента и прилегания к нему терригенных пластов обеспечивает движение жидкости как между породами комплекса, так и между вышележащими терригенными пластами (Π_1 , Π_2 , T_1) через ДЮК. Именно это свойство строения объекта разработки решено было использовать следующим образом (рисунок 2).

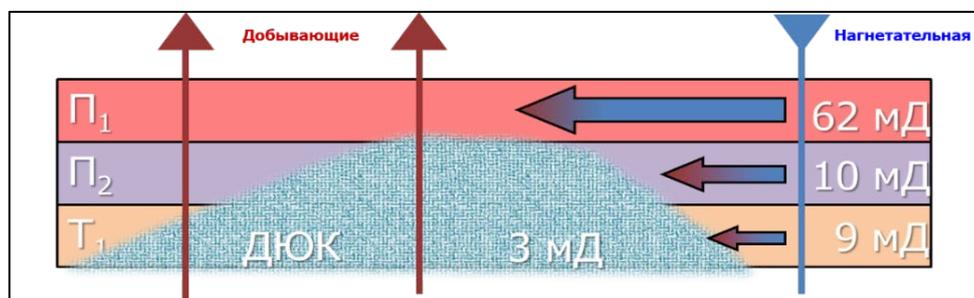


Рисунок 2. Схема движения закачиваемого агента по объекту $\Pi_1+\Pi_2+T_1+\text{ДЮК}$

В процессе разработки объекта $\Pi_1+\Pi_2+T_1+\text{ДЮК}$ часть закачиваемого агента промывала не только более проницаемые пласты, но и поглощалась породами ДЮК (рисунок 2). После остановки закачки, за счёт создаваемого добывающими скважинами градиента давления, в местах сочленения коллекторов, по системе трещин, проходят перетоки из ДЮК в разрабатываемые пласты (рисунок 3).

На 3D-модели были рассчитаны различные варианты «циклической» закачки, с разным периодом остановки нагнетательных скважин. Оптимальным, по результатам расчётов, оказался вариант с периодичностью работы системы ППД 1 год (рисунок 4).

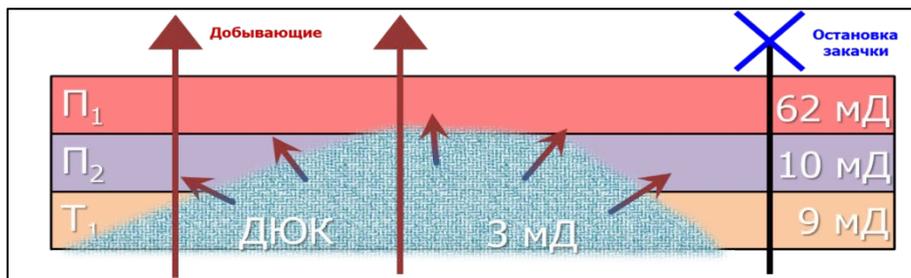


Рисунок 3. Схема работы объекта $P_1+P_2+T_1+ДЮК$ после остановки нагнетательных скважин

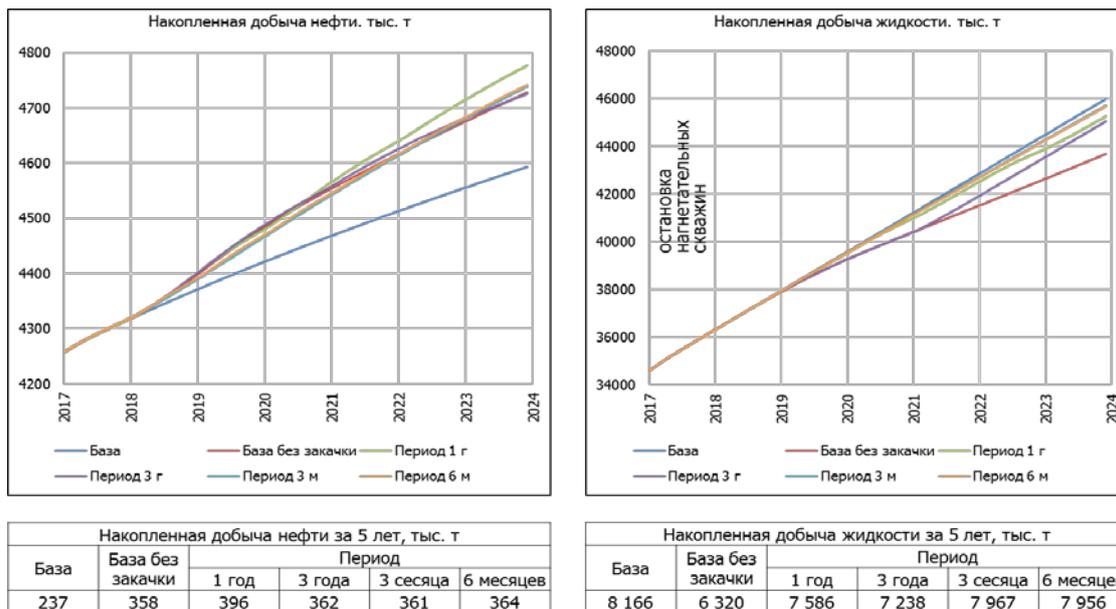


Рисунок 4. Сопоставление вариантов работы Северо-Даниловского месторождения, с различной периодичностью работы нагнетательных скважин

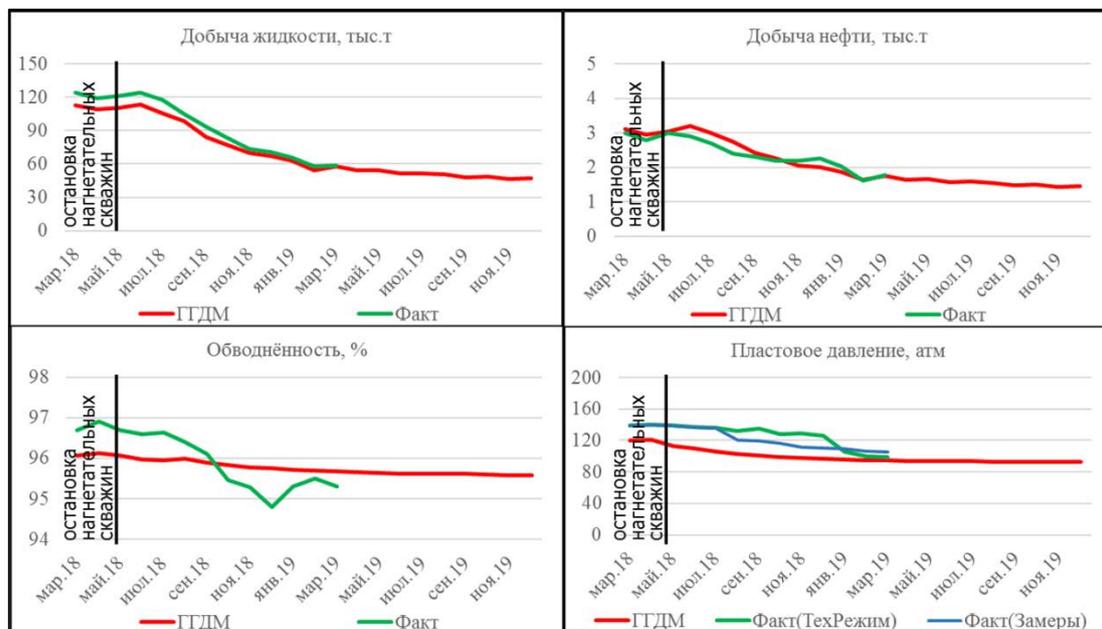


Рисунок 5. Сопоставление расчётных и фактических показателей работы первоочередного участка

По итогам 11 месяцев работы первоочередного участка, тренд изменения основных показателей разработки аналогичен расчётам на модели (рисунок 5).

Различные способы задания проницаемости при адаптации гидродинамической модели

Джамалутин В.М.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

Одним из ключевых свойств горных пород является проницаемость. Традиционно проницаемость определяют как функцию пористости, в связи с чем могут проявляться погрешности из-за слабой взаимосвязи фильтрационных и емкостных свойств коллекторов различной литологии [1]. Поэтому возникает потребность в применении методов определения проницаемости, отличных от традиционного. В данной работе рассмотрены методы задания проницаемости в гидродинамической модели по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИ), а также по зависимости от дебитов жидкости. Более точное задание проницаемости улучшит сходимость модельных расчетов с историческими показателями, в первом приближении, фильтрационной модели, а также увеличит достоверность прогнозных расчетов после адаптации на историю разработки.

Рассматриваемая залежь вскрыта 24 скважинами, в которой было проведено 20 ГДИ. Данные определения проницаемости были сопоставлены с пористостью на скважинах и выведено уравнение зависимости проницаемости от пористости по результатам ГДИ. По результатам полученной зависимости сделан вывод, что метод определения зависимости проницаемости от пористости по результатам ГДИ неприменим для данной залежи.

Далее был применен метод определения проницаемости через формулы расчета дебита жидкости. Для наклонно-направленных скважин – формула Дюпюи, для скважин с горизонтальным окончанием – формула Джоши [2, 3].

По данным формулам для каждой скважины была рассчитана проницаемость и, по аналогии с предыдущим методом, составлен график зависимости проницаемости от пористости (рисунок 1).

В итоге получена зависимость с высокой достоверностью аппроксимации, которую можно задать в гидродинамической модели.

На рисунке 2 представлено сравнение начальных расчетов гидродинамической модели с заданием проницаемости, на основе полученной зависимости, и на основе традиционной петрофизической зависимости.

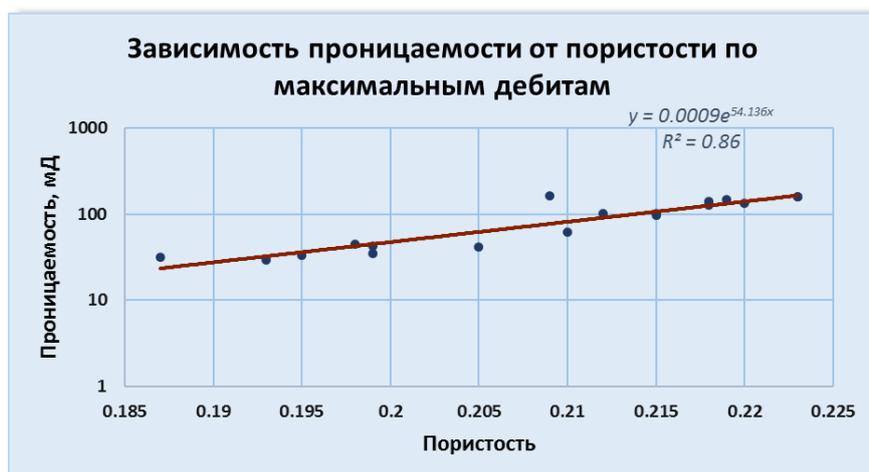


Рисунок 1. График зависимости проницаемости от пористости по дебитам

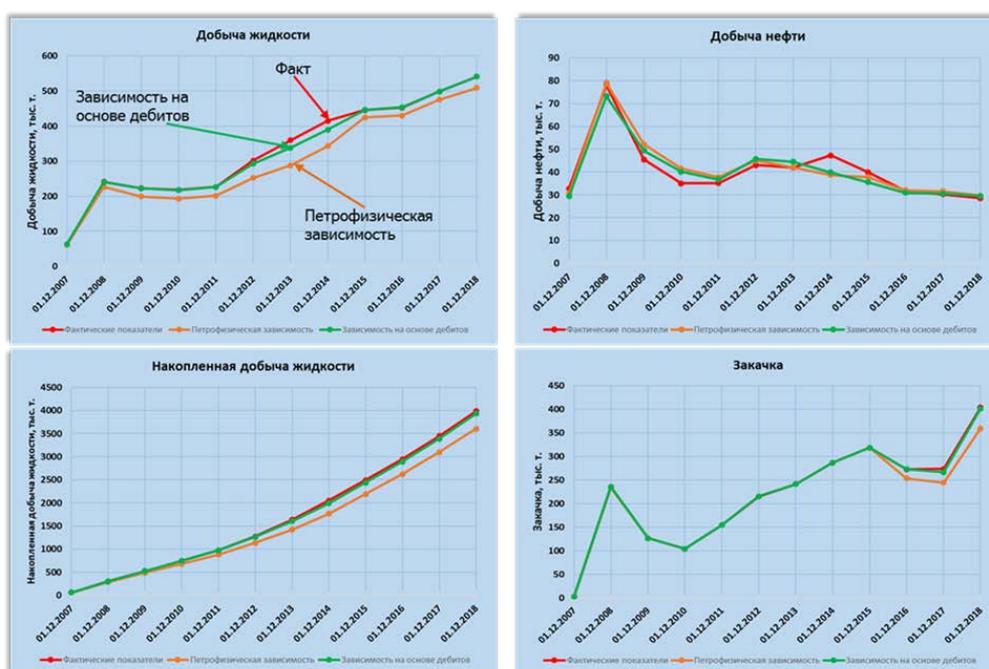


Рисунок 2. Сравнение начальных расчетов на основе двух зависимостей

Из представленных данных видно, что сходимость показателей модели с фактом лучше с использованием задания проницаемости на основе зависимости от дебитов. Полученная зависимость рассчитана для конкретной залежи, а не для объекта в целом. Проницаемость по модели в среднем увеличилась в 1,4 раза по сравнению с петрофизической зависимостью. Данный метод сократил количество итераций и применения модификаторов при адаптации на историю разработки.

Библиографический список

1. Хабаров, А. В. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным / А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин // Каротажник. – 2009. – № 12. – С. 167-211.

2. Чарный, И. А. Подземная гидрогазомеханика / И. А. Чарный. – Москва: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.

3. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учеб. для вузов / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – 4-е изд., стереотип. – Москва: Недра, 2005. – 311 с.

Определение коэффициента модифицированного уравнение Эйнштейна для описания вязкости обводненной нефти месторождений Западной Сибири

Дроздов А.С., Леонтьев С.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Группой ученых было сделано предложение по модификации уравнения Эйнштейна для вязкости дисперсной системы[1]:

$$\mu_{\varepsilon} = \mu_{\text{н}} \left[1 + 2,5\varphi + 0,75\varphi \exp \left(\frac{\mu\varphi}{\varphi - \varphi_m} \right)^m \right] \quad (1)$$

Где μ_{ε} – вязкость водонефтяной эмульсии, $\mu_{\text{н}}$ – вязкость чистой нефти, μ – вязкость дисперсной фазы, φ – объемная доля дисперсной фазы, φ_m – максимальное значение дисперсной фазы, m – экспериментальный коэффициент.

Уравнение предназначено для расчёта значения динамической вязкости нефти при непостоянных значениях обводненности. Для использования данной формулы необходимо значение динамической вязкости чистой нефти. Основная сложность при использовании уравнения заключается в определении эмпирического коэффициента m [2].

Для расчёта эмпирического коэффициента были взяты значения вязкости нефти Верхне-Салымского месторождения ($\rho = 920,6$ кг/м³, при $T=20$ °С). В таблице 1 приведены значения вязкости водонефтяной эмульсии при различной температуре и доли дисперсной фазы[3,4].

Были рассчитаны значения динамической вязкости водонефтяной эмульсии при различных значениях коэффициента m . Путем сравнения их с экспериментальными данными выбраны значения коэффициента m , при которых расчетное и экспериментальное значение, в среднем, имеют наименьшее расхождение. При данном подходе к определению коэффициента его оптимальное значение разнится для всех температур. Оптимальные значения коэффициента приведены в таблице 2.

Таблица 1

Экспериментальные значения вязкость водонефтяной эмульсии.

Обводен- ден- ность φ	Температура $T, ^\circ\text{C}$					
	0	10	20	30	40	50
0	73,9	52	31,9	23,5	17,7	13,1
0,1	102,9	72,5	44,4	32,7	24,7	18,2
0,137	121,6	85,6	52,5	38,6	29,2	21,5
0,2	137,3	90,2	57,2	42,5	30,4	24,3
0,25	145,7	95,7	64,6	45,8	35,3	28,5
0,3	221,8	139,3	83,4	51,6	37,4	31,5
0,4	320,2	190,2	138,7	91,4	61,4	44,8
0,5	630,4	321,8	208,1	122,8	87,8	73,4
0,6	876,8	509,4	365,2	258,2	164	127,1
0,7	1458,7	1166,9	515,8	342	168,1	69,3
Динамическая вязкость эмульсии $\mu_3, \text{сПз}$						

Таблица 2

Зависимость коэффициента m от температуры

$T, ^\circ\text{C}$	0	10	20	30	40	50
m	0,41	0,44	0,53	0,69	0,75	0,8

Из роста значений коэффициента можно сделать вывод что коэффициент является функцией температуры, при этом наибольшей достоверностью аппроксимации обладает линейная функция (рисунок 1):

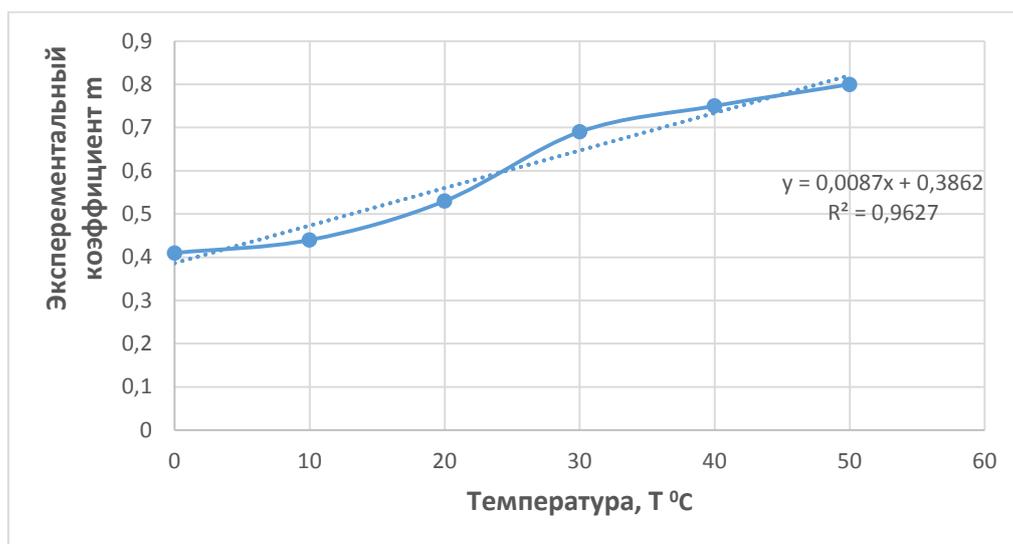


Рисунок 1. Зависимость экспериментального коэффициента m от температуры.

Из полученных данных можно сделать выводы:

- Эмпирический коэффициент m зависит от температуры. При этом наибольший коэффициент детерминации имеет линейная зависимость.
- Формулу возможно использовать в пределах от 0 до 60 °С.
- Значения обводненности при расчете вязкости могут быть в пределах от 0 до 60 %, так как при более высокой обводненности наблюдается разрушение водонефтяной эмульсии.
- Модифицированная формула Эйнштейна подходит для использования в условиях месторождений Западной Сибири.

Библиографический список

1. Леонтьев, С. А. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок систем сбора и подготовки скважинной продукции : учебное пособие / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, М. Ю. Тарасов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 123 с.
2. Галикеев, Р. М. Анализ расчетных методов определения температуры насыщения нефти парафином / Р. М. Галикеев, С. А. Леонтьев // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. науч. тр. ; ред. С. И. Грачева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – С. 312-316.
3. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода / Р. М. Галикеев [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 8. – С. 14-17.
4. Леонтьев, С. А. Применение попутного нефтяного газа для собственных нужд на Хохряковском месторождении / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, М. В. Умеренков // Наука и ТЭК. – 2011. – № 3 – С. 37-43 .

Система автоматизированного учёта и измерения НКТ при текущем и капитальном ремонте скважин

Имамов Р.В.

ООО «РН-Уватнефтегаз», г. Тюмень

Снижение продолжительности и стоимости текущего и капитального ремонта скважин (далее ТиКРС) и минимизация ошибок при спуске погружного оборудования и учёте насосно-компрессорных труб (далее НКТ) в ООО «РН-Уватнефтегаз» является приоритетной задачей. Проблематика состоит в том, что ТиКРС включает в себя ручной замер и учёт НКТ. На сегодняшний день замер проводят с помощью металлической рулетки с регистрацией в журнале, что занимает 5% от продолжительности всего ремонта, отсюда и вытекающие последствия:

- повторные ремонты;
- преждевременные отказы по причине недопуска или переспуска от запланированного интервала;

- дополнительные затраты на геофизические привязки.

Для решения вышеописанных проблем службой главного инженера нашего предприятия было составлено техническое задание на проектирование и сборку оборудования по автоматическому замеру и учёту НКТ (рисунок 1).

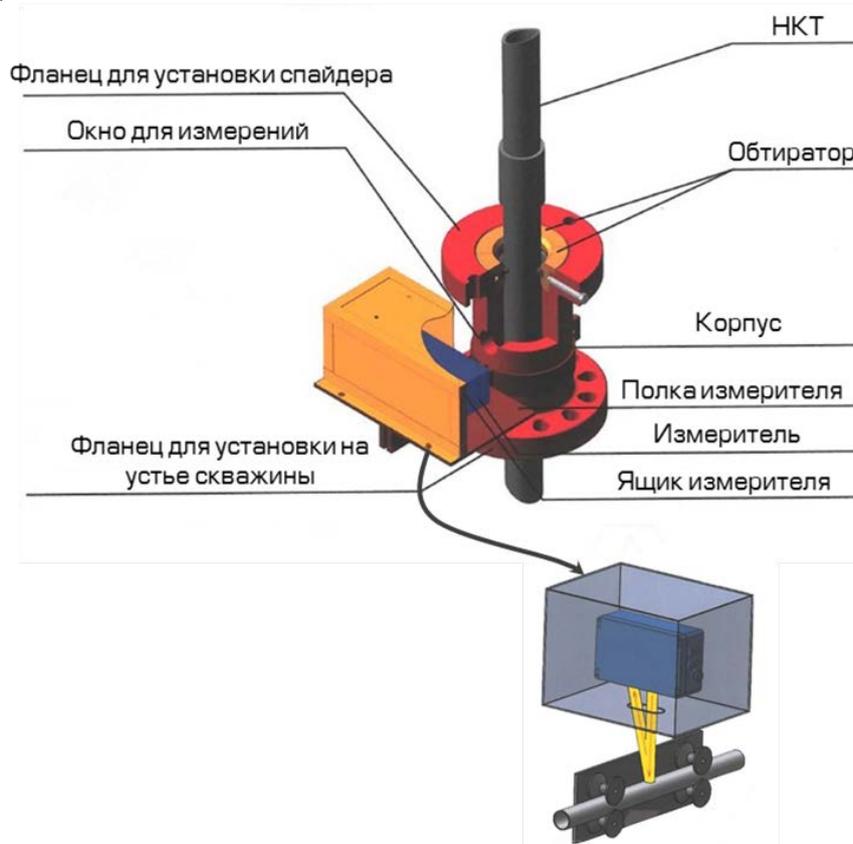


Рисунок 1. Схема скомпонованного оборудования

Оптический измеритель размещён в металлическом боксе, имеющем в нижней части отверстие для прохождения световых лучей. Такая конструкция обеспечивает стабильное расстояние от объектива до поверхности трубы, равное 240 мм.

В катушке находится технологическое окно, через которое подсвечивается участок трубы с помощью светодиода, а отражённый от этой поверхности свет собирается другой линзой и попадает на приёмный сенсор микросхемы – процесса обработки изображений, который делает снимки поверхности трубы с высокой частотой. На основании анализа ряда последовательных снимков процессор высчитывает результирующие показатели, свидетельствующие о направлении перемещения трубы и передает результаты своей работы (рисунок 2), которые после обработки попадают на монитор для отображения данных в режиме реального времени [1].

При переходе к автоматическому замеру НКТ возможно значительно оптимизировать продолжительность ремонта скважин. Рассмотрим сравнение существующей и предлагаемой технологий на примере смены паке-

ра на скважине ППД глубиной 2500 м (таблица 1). Видно, что во время проведения спускоподъёмных операций и отбивки текущего забоя в предлагаемой технологии идёт выигрыш по времени и длительность ремонта скважины снижается. На рисунках 3 и 4 наглядно изображены процессы замера спускаемой компоновки труб.

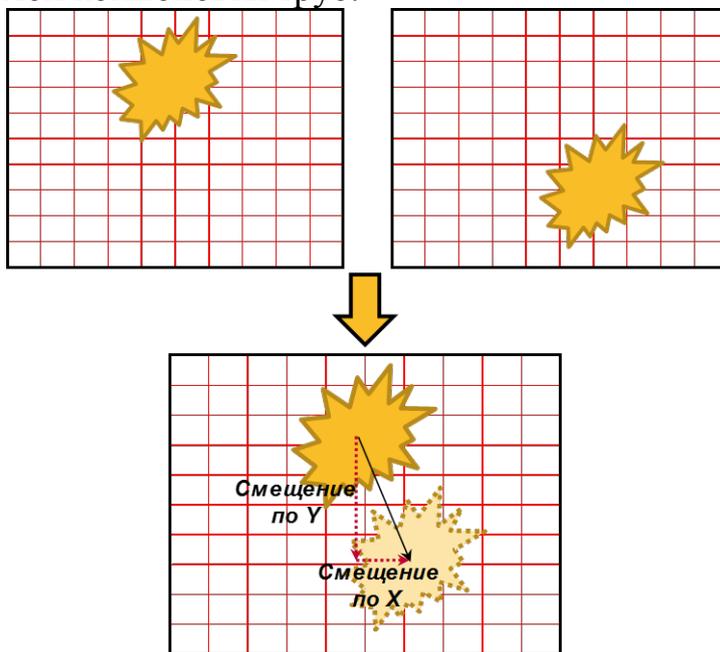


Рисунок 2. Принцип действия оптического измерителя

Таблица 1

Сравнительный анализ технологий ручного и автоматического замеров НКТ при ТиКРС на примере смены пакера на скважине ППД

Наименование работы бригада ТиКРС	$T_{\text{руч}}, \text{ч}$	$T_{\text{авто}}, \text{ч}$	Комментарий
Глушение скважины	5	5	Стандартная процедура
Срыв пакера и подъём подвески НКТ	10	12	При достоверно известной глубине подвески есть возможность определения текущего забоя допуском колонны подвешенных труб
Замер и учёт НКТ	2		
Отбивка текущего забоя	3		
Нормализация забоя	23	25	Нет необходимости в отбивке текущего забоя геофизической партией. Контроль нормализации забоя идёт в режиме реального времени
Замер НКТ	5		
Отбивка текущего забоя	3		
Спуск и посадка пакера	11	11	Нет необходимости в ручном замере НКТ
Замер и учёт НКТ	2		
ИТОГО	64	53	Сокращение продолжительности ремонта на 11 ч



Рисунок 3. Ручной замер НКТ

В рамках стратегии внедрения данного оборудования были проведены опытно-промышленные испытания (далее ОПИ).

- I этап заключался в спуске пакера с замером НКТ. С помощью электронной рулетки получилось замерить только 10 НКТ. Проблему выявили: она состояла в том, что труба не фиксировалась и имела колебания в перпендикулярном направлении. Прибор был направлен на доработку;

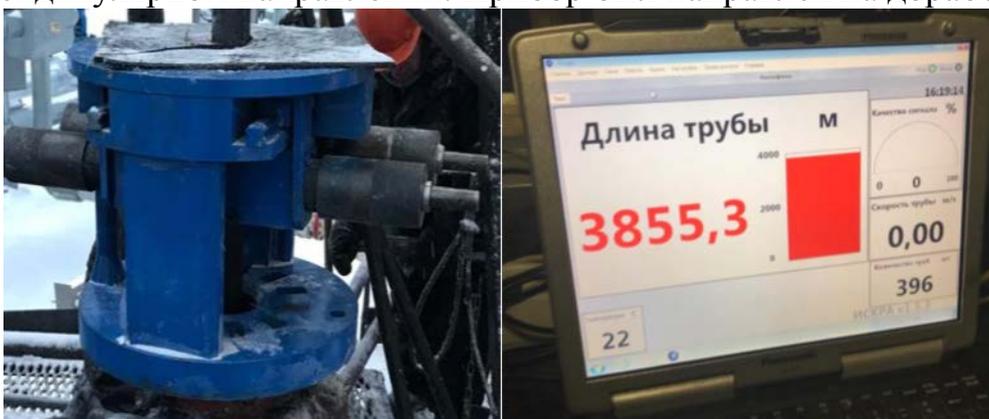


Рисунок 4. Автоматический замер НКТ

- II этап заключался в замере длины по кабелю ЭЦН. Погрешность измерения составила 0,4%. Прибор был направлен на доработку;

- III этап заключался в спуске пакера с замером НКТ. Применение фиксирующих устройств улучшило идентификацию труб, однако при перпендикулярных колебаниях происходило смещение относительно оптического луча и некорректный замер колонны. Прибор был направлен на доработку;

- IV этап заключался в спуске пакера с замером НКТ. Количество труб замеренных вручную и электронной рулеткой совпало, погрешность измерений составила 0,15%. Прибор был направлен на доработку с целью облегчения конструкции и возможности замера труб при спуске с кабелем.

ОПИ показали положительную тенденцию и необходимость проведения дополнительных исследований. В случае успешных испытаний пла-

нируется масштабное внедрение данной технологии с целью автоматизации процесса ремонта скважин.

Библиографический список

1. Бесконтактное измерение длины и скорости при спуско-подъемных операциях инструмента / А. В. Попов [и др.]. – Сургут : Нефть-сервис прокат, 2018. – 25 с.

Электротепловое воздействие на призабойную зону газоконденсатных месторождений

Костина Е.С.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

В процессе разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей происходит снижение пластового давления ниже давления начала конденсации, после которого в породе-коллекторе начинает выделяться из газовой фазы конденсат, что приводит к его накоплению сначала в призабойной зоне пласта, а в дальнейшем и на удаленных зонах [1].

Выделение высококипящих компонентов из парогазовой фазы приводит к увеличению насыщения ретроградным конденсатом и снижению фазовой проницаемости по газу, что, в свою очередь, отражается на «добывных» возможностях скважин и ведет к снижению дебитов как по газу, так и по конденсату.

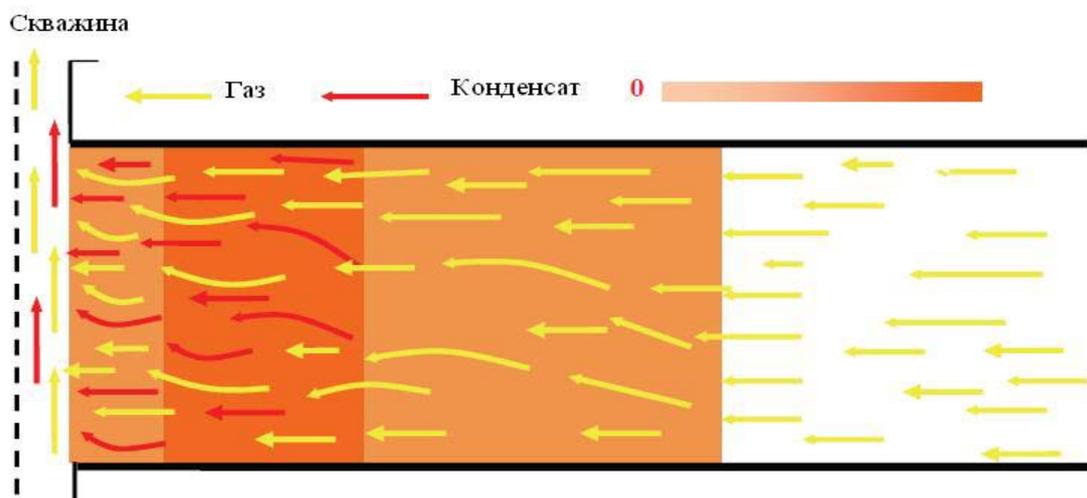


Рисунок 1. Модель распределения выпавшего конденсата с учетом движения углеводородной смеси в пласте

Описание различных моделей течения газоконденсатных смесей приводится в работах [2–5]. В представленной работе произведено рассмотрение модели (рисунок 1) со значительным снижением пластового давления, соответствующей четырехзонной модели фильтрации (описание

производится справа – налево). В зоне № 1, обозначенной белым цветом, происходит однофазная фильтрация, так как пластовое давление в этой зоне выше давления начала конденсации. В зоне № 2 – также происходит однофазная фильтрация, однако, давление в этой зоне ниже давления начала конденсации и выпавший конденсат находится в капельном виде. В зоне № 3, за счет значительного снижения пластового давления, происходит двухфазная фильтрация газа и конденсата. Это обусловлено тем, что конденсат в этой зоне находится в пленочном состоянии и не удерживается за счет капиллярных сил. Зона № 4 обычно расположена в призабойной зоне пласта, так же, как и в зоне № 3, происходит двухфазная фильтрация, однако, насыщенность ретроградным конденсатом ниже за счет высокоскоростного движения пластового флюида.

Одним из перспективных методов поддержания уровней добычи, но так и не реализованным, является тепловая обработка.

Испарение конденсата и перевод его в газовую фазу возможно осуществить при помощи электротермической обработки призабойной зоны пласта. В таком случае необходимо использовать специальное скважинное оборудование – забойный электронагреватель, который прогревает околоскважинную зону в интервале перфорации.

Фазовое состояние природных газоконденсатных систем и процесс накопления ретроградного конденсата у забоя скважин в значительной степени определяется термобарическими условиями, существующими в этой зоне пласта. Поэтому накопление ретроградного конденсата можно уменьшить за счет создания соответствующего температурного режима.

Этапы проведения мероприятия:

- подбор скважин кандидатов для проведения тепловой обработки призабойной зоны;
- анализ данных по динамике работы скважины и технико-эксплуатационная характеристика;
- проведение или обработка ГИС для определения работающих интервалов;
- подготовительный этап перед проведением обработки;
- проведение тепловой обработки ПЗП;
- геофизический и гидродинамический контроль за эксплуатацией скважины.

Температурное изменение всей пластовой системы в реальных условиях, с целью борьбы с накоплением «конденсатного вала» – это энергоемкая, трудозатратная и непосильная задача. Но так как у нас есть представление о механизме накопления ретроградного конденсата в пласте, который был изложен выше, и в котором говорится, что существенное накопление происходит в призабойной зоне, то необходимо произвести прогрев околоскважинной зоны.

Заключение

- Установлены основные закономерности динамической конденсации в призабойной зоны скважин.
- Произведена оценка эффективности предлагаемого электротеплового воздействия на призабойную зону.
- Разработаны основные положения технологии обработки призабойной зоны теплоносителями для борьбы с конденсатным валом.

Библиографический список

1. Гужов, Н. А. Термогидродинамические основы добычи углеводородов при разработке газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт : дис ... д-ра техн. наук: 05.15.06 / Гужов Николай Александрович. – Москва, 2000. – 474 с.
2. A New Deliverability Testing Method for Gas Condensate Wells / Shi Juntai [and ot.] // SPE-131443-MS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.onepetro.org/search?q=SPE-131443-MS&peer_reviewed=&published_between=&from_year=&to_year=&rows=25
3. Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем / Б. А. Григорьев [и др.] // Вести газовой науки. – 2017. – № 2. – С. 182-202.
4. Фатеев, Д. Г. Информативность промысловых газодинамических и газоконденсатных исследований на этапе поисково-разведочных работ на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Д. Г. Фатеев, А. Г. Козубовский // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2011. – С. 182-185.
5. Марегатти, А. М. А. Совершенствование методов интерпретации гидродинамических исследований газоконденсатных скважин морских месторождений : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Марегатти Альварес Мигель Анхель. – Тюмень, 2017. – 166 с.

Опыт применения типового блочно-модульного принципа на примере УПН Тазовского месторождения

Максимова Д.В., Гурьянова О.П., Николаев А.В.

АО Гипровостокнефть, г. Самара

В современных условиях проектирования все чаще рассматривается вариант применения блочно-модульной концепции, позволяющий существенно сократить сроки реализации проекта.

В частности, требуется изменение подходов к обустройству за счет применения модульных/мобильных решений при эксплуатации месторождений с малой концентрацией запасов нефти (малые месторождения, остаточные запасы), при коротком сроке эксплуатации, при сложных климати-

ческих условиях (низкие температуры, мерзлота, обводненные участки), а также при наличии геологической сложности объектов.

С целью установления единого методологического подхода к проектированию в направлении применения модульных решений по инициативе ООО «Газпромнефть-Развитие» в АО «Гипровостокнефть» были разработаны типовые проектные решения по подготовке нефти для блочно-модульных установок с малой производительностью применительно к месторождениям Крайнего Севера.

Основная идея данной работы состоит в том, чтобы на этапе проектных работ у проектной организации, которая разрабатывает проект, была конструкторская документация УПН. Данную документацию можно использовать в проекте без критических изменений, как это обычно бывает при проектировании больших объектов, когда конструкторской документации на момент разработки стадии проектной документации просто нет, и приходится пользоваться объектами аналогами. При этом Заказчик может проводить тендер на поставку блочно-модульной установки подготовки нефти (БМУПН).

БМУПН представляет собой совокупность технологических блоков и модулей вспомогательных систем и инженерных сетей, установленных на строительные конструкции в виде единой технологической площадки вместе с совмещённой модульной эстакадой инженерных сетей.

На основании научно-технического опыта и обобщения большого объема практических данных было выделено оптимальное количество опорных физических и физико-химических показателей нефти, воды и технологических условий. Далее составлена матрица значений и выделены исходные данные для типовых проектных решений, которые представлены в таблице 1.

В соответствии с матрицей параметров подготовки нефти, были разработаны унифицированные блок-схемы подготовки нефти трех типов – легкой, средней и тяжелой, на три производительности 0,5 млн. т/год, 1,0 и 1,5 млн. т/год. Всего 9 вариантов схем БМУПН.

Таблица 1

Исходные данные для разработки ТПР по объектам подготовки нефти

Характеристика	Значение
Производительность по нефти, млн. т/год	– 0,5 – 1,0 – 1,5
Плотность нефти, кг/м ³	– Легкая нефть - До 850 – Средняя нефть - 850÷890 – Тяжелая нефть - Более 890
Газовый фактор, нм ³ /т	– Легкая нефть – до 800

Характеристика	Значение
	– Средняя нефть – до 400 – Тяжелая нефть – до 300
Обводненность на входе, % масс.	До 50
Максимальное давление на входе, МПа	0,8
Температура жидкости на входе, °С	– Минимальная – 0 – Максимальная - 30
Минерализация пластовой воды	Низкая
Содержание сероводорода, % мольн.	Отсутствие
Содержание механических примесей, % масс.	Отсутствие

Первой установкой разработанной на основе ТПР БМУПН стала установка подготовки нефти в составе УПНГ Тазовского месторождения. Для данного проекта был выбран вариант установки подготовки тяжелой нефти для производительности 1,0 млн. т/год.

Для исключения риска технологических ошибок в процессе проектирования Тазовской УПНГ был также проведен полный комплекс проектно-ориентированных НИР с определением технологического поведения нефти, эмульсии и воды).

Технологическая схема сооружений УПНГ Тазовского месторождения разработана с учетом следующих факторов:

- максимальный объем нефти 2,095 млн. т на 4-й год, к 7-ому году – 1 млн. т;
- высокие давления на входе УПНГ из системы нефтесбора (3,1 ÷ 5,19 МПа(изб.)), обеспечивающие последующий транспорт газа с УПНГ под собственным давлением;
- высокие газовые факторы продукции нефтедобывающих скважин (до 5293 м³/т нефти) за счет объемов прорывного газа, поступающего по системе нефтесбора;
- свойства нефти: тяжелая (с плотностью около 935 кг/м³), высоковязкая (кинематическая вязкость при 20 °С от 299,79 до 306,98 мм²/с), малосернистая.
- высокое содержание метана (до 99% мол.) в составе прорывного и природного газа;
- требование по отдельному приему продукции скважин механизированного и фонтанирующего фонда.

Фирме, которая разрабатывала конструкторскую документацию для этого проекта были представлены Типовые Технические Требования на БМУПН и перечень отклонений от типовой схемы. Отклонения серьезно не сказались на плане расположения оборудования и конфигурации БМУПН.

После разработки проекта УПНГ документация прошла Главгосэкспертизу, в результате которой в конструкторскую документацию были внесены изменения по замечаниям экспертов.

В итоге для реализации в металле была принята установка, в основе которой была заложена типовая БМУПН с изменениями, обусловленными свойствами пластового флюида конкретного месторождения и замечаниями ГГЭ. Поставщик БМУПН переработал конструкторскую документацию и приступил к изготовлению установки.

У ТПР БМУПН есть свои положительные и отрицательные аспекты.

К плюсам можно отнести следующее:

- на этапе ПД проектная организация имеет на 95% верную компоновку установки, которая не претерпит критических изменений в РД, что очень критично с точки зрения сохранения генплана стадии ПД для стадии РД;
- разработка КД БМУПН идёт параллельно со стадией ПД, чего раньше не было, обычно тендер на разработку КД проводился после положительного решения ГГЭ, это приводит к сокращению времени от начала проектирования до ввода БМУПН в эксплуатацию.

К минусам можно отнести следующее:

- 9 вариантов схем не могут охватить всё многообразие возможных решений по УПН;
- каждый конкретный случай требует пересмотра ТПР, и чем больше отличий конкретной установки от ТПР, тем больший объём корректировки необходим.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – Введ. 2019-04-15. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 120 с.

Выбор оптимальных режимов работы газовых скважин в условиях поздней стадии разработки газовых залежей

Мамчистова Е.И., Татариков Д.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день установление рабочего режима работы газовых скважин с целью обеспечения устойчивой и безаварийной эксплуатации фонда является весьма актуальной задачей. При выборе оптимальных технологических режимов скважин необходимо установить основные критерии, позволяющие обеспечить стабильную работы с учетом геолого-промыслового состояния залежи.

Газовые залежи в период падающей добычи характеризуются существенным снижением пластового давления и активным внедрением по-

дошвенной воды в газонасыщенную часть пласта. Данные особенности газовых залежей зачастую приводят к целому ряду проблем, а именно [1]:

- разрушения породы призабойной зоны пласта;
- обводнение скважин пластовой водой, постилающейся по всей площади газоносности,
- деформация скелета пласта под действием механических напряжений;
- наличие песчано-жидкостных пробок;
- абразивный износ устьевого, подземного и межпромыслового оборудования.

При эксплуатации скважин, характеризующейся рядом перечисленных проблем, происходит самозадавливания их водой, а также повышается риск абразивного износа скважинного и промыслового оборудования.

Учитывая перечисленные проблемы эксплуатации газовых скважин в условиях поздней стадии разработки газовых залежей, в качестве основных критериев выбора оптимальных режимов работы газовых скважин можно отметить следующие:

- пластовая депрессия;
- скорость потока газа в НКТ, а также на устье и обвязке скважин;
- скорость потока газа на участках наземной системы сбора газа.

Выполнение расчетов на прогнозный период разработки с учетом принятых критериев позволит обеспечить технологические режимы, характеризующиеся стабильной эксплуатацией скважин на стадии падающей добычи. Стоит отметить, что в настоящий момент в современных гидродинамических симуляторах не предусматривается возможность учета скоростных ограничений по газосборной сети, НКТ, устье и обвязке скважин в прямом виде.

С целью выполнения прогнозных расчетов технологических показателей разработки на геолого-технологической модели с учетом ограничений по пластовой депрессии и скорости потока газа разработан алгоритм выбора оптимальных режимов работы газовых скважин в условиях поздней стадии разработки газовых залежей.

Данный алгоритм предусматривает определение максимального дебита по эксплуатационному фонду скважин на каждый временной шаг с учетом предельно допустимой пластовой депрессии и скорости потока газа в НКТ, устье, обвязке скважин и на участках наземной системы сбора газа.

В результате при выполнении расчетов на прогнозный период разработки с использованием геолого-технологической модели на каждый временной шаг по эксплуатационным скважинам устанавливаются допустимые границы значений рабочих дебитов.

Таким образом, разработанный алгоритм позволяет оптимизировать рабочие дебиты скважин согласно особенностям эксплуатации в период падающей добычи. Расчет прогнозных технологических показателей по

предложенному подходу позволил установить максимальные уровни отбора газа с учетом предельной пластовой депрессии и скоростных ограничений по газосборной сети, НКТ, устье и обвязке скважин.

Библиографический список

1. Крылов, Г. В. Совершенствование методов геологического изучения, анализа и проектирования разработки газовых месторождений севера Западной Сибири газа / Г. В. Крылов, А. Н. Лапердин, В. Н. Маслов – Новосибирск : Издательство СО РАН, 2003. – 392 с.

Возможность использования щелевой перфорации с промывочной жидкостью углеводородного состава при разработке глинисто-сланцевых коллекторов

Миронычев, В.Г., Кашин, Г.Ю.

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «УдГУ», г. Ижевск

В настоящее время в России наблюдается постепенное уменьшение извлекаемых запасов нефти, приуроченных к традиционным, имеющим жесткий скелет, коллекторам. Это прежде всего связано с истощением давно разрабатываемых месторождений. Открытие же новых залежей не может в полной степени восполнить ресурсную базу углеводородов. Продолжение наблюдаемой сейчас тенденции приведет к значительному снижению нефтедобычи в России.

Перспективным решением этой проблемы является вовлечение в разработку коллекторов, ранее считавшихся непродуктивными. Примером таких коллекторов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются Баженовская и Ачимовская свиты, а в Волго-Уральской и Тимано-Печерской провинциях – отложения доманика. Перспективные ресурсы нефти, сосредоточенные в глинисто-сланцевых коллекторах на территории России, в данный момент оцениваются приблизительно в 120 млрд. тонн. Полное же освоение этих залежей позволит получить прирост геологических ресурсов нефти в 400-500 млрд. тонн, что существенно превышает суммарные геологические ресурсы нефти всех остальных стран вместе взятых. Превращение перспективных ресурсов в запасы с дальнейшим их освоением позволит поднять нефтедобычу в России на уровень СССР и даже выше [1].

Примерами, подтверждающими высокую перспективность разработки сланцево-глинистых коллекторов, являются скв.501 месторождения Большой Салым, где из баженовских глин был получен дебит нефти 5000 т/сут. и скв.129 Салмановского НКМ, которая дала дебит нефти 2500 т/сут.

После завершения бурения скважины для интенсификации притока нефти обычно прибегают к вторичному вскрытию пласта. Одним из наиболее надежных и эффективных методов вторичного вскрытия является технология щелевой разгрузки продуктивного пласта, которая также может применяться в качестве предваряющей технологии, позволяющей создать при проведении ГРП пространственно-ориентированные трещины в пласте.

К преимуществам щелевой разгрузки можно отнести то, что она позволяет создать значительные по размерам щели, независимо от типа коллектора, а также отсутствие неопределенностей в размерах и направлении создаваемых щелей [2].

Данный метод позволяет уменьшить напряжение и увеличить проницаемость горных пород в прискважинной зоне, увеличить зону фильтрации флюида, а также обеспечить высокое совершенство вскрытия продуктивного пласта.

В качестве промывочной жидкости при щелевой разгрузке пласта обычно используют воду или раствор соляной кислоты. Эти промывочные жидкости наилучшим образом зарекомендовали себя при проведении работ в традиционных коллекторах. Однако их использование для работ в глинисто-сланцевых коллекторах, фильтрационные свойства которых имеют величину проницаемости значительно ниже граничных значений традиционных коллекторов $-0,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, может привести к нарушению гидродинамической связи пласта со скважиной за счет набухания горных пород, проявления межфазных сил, а также других необратимых эффектов, возникающих в подобных коллекторах при попадании в поры фильтрата водных растворов, что в итоге приводит к потере скважины.

Ухудшение фильтрационных характеристик вскрываемых горных пород продуктивного пласта можно предотвратить путем применения в качестве рабочей жидкости продуктов переработки нефти (керосин, дизельное топливо) или товарной нефти. Учитывая то, что вода обладает наибольшей разрушающей способностью в сравнении с углеводородными жидкостями, при применении углеводородного раствора необходимо будет добавлять в него абразивную составляющую, в качестве которой может быть использован, например, кварцевый песок. Применение углеводородных жидкостей при работе в традиционных коллекторах, имеющих крупные поровые каналы и сложенные неразбухающими в водных растворах горными породами, обычно не дает значительного эффекта по сравнению с применением воды или соляно-щелочного раствора. Однако его применение в глинисто-сланцевых коллекторах имеет ряд существенных преимуществ.

Несмотря на то, что стоимость керосина и дизельного топлива значительно выше традиционно используемых жидкостей эти затраты быстро

окупятся за счет получения высоких дебитов нефти изсланцевых коллекторов, вскрытых с применением жидкостей с углеводородной основой.

Для проведения технологических операций, связанных с созданием в пласте щелей различного назначения в одной скважине с наличием обсадной колонны или без нее, обычно требуется от 100 до 300 м³ жидкости. При цене на дизельное топливо и керосин в районе 50 руб./л стоимость раствора составит от 5 до 15 млн. руб. на одну операцию. В современных условиях, такие затраты не окажут существенного влияния на конечную стоимость скважин, которая зачастую превышает отметку в 1 млрд. руб. Кроме того, закачиваемый в скважину раствор, после очистки, может быть повторно использован при проведении щелевой разгрузки (перфорации) в других скважинах. Это позволит значительно снизить стоимость проведения подобных операций с применением углеводородных жидкостей.

Применение компаниями собственной товарной нефти, добываемой непосредственно на том же месторождении, на котором она добывается, в качестве раствора при вторичном вскрытии, позволило бы и вовсе снизить стоимость проведения работ до 75 – 225 тыс. руб., так как затраты будут сопоставимы с себестоимостью добытой и подготовленной нефти.

Основные выводы:

1. Применение углеводородного раствора для технологии щелевой разгрузки во многом решает задачу сохранения естественного гидродинамического режима работы продуктивного пласта.

2. Использование углеводородные растворов позволит предотвратить набухание горных пород, тем самым сохраняя поровое пространство продуктивного пласта, что существенно увеличит приток флюида и сократит затраты на проведение ОПЗ.

3. Использование жидкостей, имеющих в составе преимущественно легкие углеводороды, в том числе топлива различных марок (керосин, дизельное топливо и т.д.), в качестве рабочей жидкости может вызвать при попадании фильтрата в пласт дополнительный эффект, заключающийся в растворении и очистке поверхности поровых каналов от адсорбированных компонентов пластовых нефтей, что улучшит фильтрационные свойства пласта.

Библиографический список

1. Нестеров, И. И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины 20 века / И. И. Нестеров. – Новосибирск : Сибирское отделение Российской академии наук, 2007. – 605 с.

2. ЗАО «Градиент» [Электронный ресурс] // Микросейсмические исследования. – Режим доступа: <http://www.gradient-geo.com>.

Теоретическое исследование двухфазного течения в пористом коллекторе с учетом разложения газового гидрата

Мусакаев Н.Г.^{1,2,3}, Бельских Д.С.¹

¹ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень;

²Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень;

³ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень

За последние годы резко возрос интерес к исследованиям и разработкам технологий, позволяющих использовать газогидраты в виде альтернативного углеводородного сырья. Ряд промышленно развитых стран рассматривают природные газогидраты в качестве реального нетрадиционного источника углеводородов. Промышленная добыча даже относительного небольшого процента природного газа из гидратосодержащих залежей способна обеспечить мир необходимым сырьем в течение 200 лет при нынешнем уровне потребления [1].

В настоящее время изучают различные методы отбора метана из газогидратных пластов: повышение температуры в пласте; искусственное понижение давления на границе гидратосодержащей залежи (депресссионное воздействие на пласт); нагнетание в пористую среду ингибиторов и метод замещения, основанный на вытеснении метана из гидратов CH_4 посредством заполнения их другим газом [2]. Метод уменьшения давления (депрессии) для разложения залежей гидратов кратко описан в работе [3]. С технической стороны он предусматривает строительство нескольких скважин, в которых устанавливаются специализированные насосы, снижающие давление в продуктивном пласте, что приводит к диссоциации гидратов метана. При этом диссоциация в основном происходит вблизи скважины, где пластовое давление снижается до уровня забойного. В этой области происходит снижение гидратонасыщенности, благодаря чему значительно увеличивается эффективная проницаемость пласта, что приводит к увеличению скорости распространения области пониженного давления от скважины.

Но пока добыча газа из гидратосодержащих залежей экономически серьезно проигрывает традиционно извлекаемому газу. Тем не менее, традиционные запасы истощаются, поэтому в ряде стран (Япония, Канада, Китай и др.) ведутся перспективные исследования промышленной разработки газогидратных месторождений. Стоит отметить, что любые технологические идеи и соответствующие схемы разработки должны быть подкреплены соответствующими расчетами по теоретическим моделям, адекватно отражающим реальность. Важность теоретического изучения методов разработки газогидратных залежей вполне очевидна, т.к. полученные при таком исследовании результаты в значительной мере уменьшают объем необходимых экспериментальных и промысловых данных, а представ-

ление о сути изучаемых процессов даст возможность непосредственного управления [4, 5].

Необходимо отметить, что в большинстве работ [6] по математическому описанию процесса отбора газа из газогидратной залежи рассматривается фильтрационное течение в одномерном приближении, при этом полагается, что в пористой среде движется только газ, что вполне допустимо при небольших значениях водо- или гидратонасыщенности. Но при значениях водонасыщенности больших 0.3, замена двухфазной фильтрации на однофазное движение газа может привести к достаточно значительным погрешностям в расчете параметров фильтрационного течения.

Основной целью работы является развитие математической модели [7] для исследования течения многофазного флюида в пористой среде с учетом процесса разложения газовых гидратов, а в дальнейшем также построение численных решений изучаемых в проекте задач с целью установления особенностей таких фильтрационных течений. Разработка математической модели многофазной системы «пористая среда + насыщающие флюиды» и ее приложения актуальны для решения проблемы неизотермического фильтрационного течения с учетом фазовых переходов. Подобное исследование может иметь существенное значение при разработке новых и обосновании существующих методов добычи природного газа из газогидратных залежей.

Теоретическое исследование закономерностей течения многофазных смесей в пористой среде осуществляется на основе современных методов механики многофазных сред и вычислительной математики. В рамках подхода механики сплошной среды система основных уравнений, описывающая процессы тепломассопереноса в пористой среде, представляет собой законы сохранения масс, импульса и энергии, уравнение состояния и условие фазового равновесия.

При численной реализации математической модели будут использованы неявная разностная схема, методы прогонки и простых итераций, а также разработанный способ расчета текущей гидратонасыщенности.

Таким образом, при исследовании заявленной проблемы будут проведены:

- модернизация математической модели фильтрационного течения при наличии фазовых переходов для двумерного случая с учетом движения обеих компонент газового гидрата (воды и газа);
- разработка алгоритма решения задачи неизотермического газожидкостного течения в пористой среде с учетом процесса разложения газовых гидратов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-31-90043.

Библиографический список

1. Makogon, Y. F. Natural gas-hydrates - A potential energy source for the 21st Century [Electronic resource] / Y. F. Makogon, S. A. Holditch, T. Y. Makogon // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – Vol. 56, No. 1. – P. 14-31. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.10.009
2. Flue gas injection into gas hydrate reservoirs for methane recovery and carbon dioxide sequestration [Electronic resource] / J. Yang [et al.] // Energy Conversion and Management. – 2017. – Vol. 136, No. 8. – P. 431-438. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.01.043
3. Балабуха, А. В. Добыча газогидратов методом понижения давления / А. В. Балабуха, Р. С. Иншаков // International Innovation Research : сборник статей IX Международной научно-практической конференции : в 2 частях, ч. 1. – Пенза, 2017. – С. 96-98.
4. Цыпкин, Г. Г. Течения с фазовыми переходами в пористых средах / Г. Г. Цыпкин. – Москва: Физматлит, 2009. – 232 с.
5. Шагапов, В. Ш. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа / В. Ш. Шагапов, Н. Г. Мусакаев. – Москва: Наука, 2016. – 238 с.
6. Khasanov, M. K. Mathematical model for carbon dioxide injection into porous medium saturated with methane and gas hydrate / M. K. Khasanov, M. V. Stolpovsky, I. K. Gimaltdinov // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2018. – Vol. 127, Part A. – P. 21-28. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.06.028
7. Мусакаев, Н. Г. Математическая модель и алгоритм решения задачи неизотермической фильтрации газа в пласте с учетом разложения гидрата [Электронный ресурс] / Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин, Д. С. Бельских // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математика. Механика. Физика. – 2017. – Т. 9, № 2. – С. 22-29. DOI: 10.14529/mmph170203

Обоснование размещения добывающих скважин на основе литофациального анализа и прогноз эффективности эксплуатации

Румянцев В.И.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

На сегодняшний день отложения покурской свиты в пределах Пякяхинского месторождения являются наименее изученными. Высокий уровень сложности геологического строения вызван тем, что данная свита была сформирована в континентальных условиях и представляет собой аллювиальные отложения, выраженные в переходном типе фаций (дельтовые каналы).

Разработка покурской свиты начата с пласта ПК₁₈. После бурения каждой скважины происходило уточнение геологической модели пласта. Чтобы не допустить подобного варианта развития, предлагается разработку объекта вести максимально опираясь на геологическое развитие района. На этом этапе предлагается уточнить геологическое строение пласта с помощью методов фациального моделирования для более полного понимания распределения ФЕС.

Пласт ПК₁₈ на текущий момент разбурен на 71 %, поэтому для уточнения геологического строения был выбран нижележащий объект ПК₁₉, пласт является неразбуренным.

На начальном этапе анализа геологического строения и фациального анализа был произведен детальный анализ скважинной информации. Приоритетной информацией являлся отобранный керн из трех поисковых скважин: №№ 1П, 2П, 3П. Проведенный седиментационный анализ показал, что данные отложения формировались преимущественно в континентальных условиях осадконакопления. Изучаемые отложения представлены мелкозернистым косослоистым песчаником с редкими глинистыми прослоями, ниже (в третьем и четвертом столбце) песчаники резко замещаются углистыми разностями пород. Такой переход от одного литотипа пород к другому сопровождается интенсивным развитием трещиноватости. Это свидетельствует об активизации тектонических движений в данном районе и интенсивной смене обстановок седиментации в достаточно короткое геологическое время.

На этапе концептуального моделирования необходимо было определить фациальные обстановки на площади пласта. По методике Муромцева В. С. с помощью каротажных диаграмм были выделены два типа фаций – русловые отложения и надводная часть дельтового комплекса [1].

Согласно электрометрической методике В. С. Муромцева, на диаграмме ПС нас в первую очередь интересуют такие параметры, как изменение апс; кровельная, боковая и подошвенная линии каротажной кривой; толщина пласта. В нашем случае кровельная линия является прямой, что указывает на равномерное изменение литологического состава пород от грубозернистых к тонкозернистым. Боковая линия близка по форме к прямой, что характеризует выдержанность условий формирования пород в пределах данной территории (без смены палеообстановок седиментации). Подошвенная линия диаграммы ПС в скважине № 12Е относится к наклонному типу, что указывает на преимущественно прибрежно-морской генезис пород, на формирование дельтовых отложений в пределах данной территории типа рукавов-распределительных каналов.

Также была использована методика Р. Ч. Селли по комплексной диагностике условий формирования осадков [2]. Данная методика основана на изучении поведения кривой гамма-каротажа в различных фациальных обстановках.

Следующим шагом необходимо было доказать данный вариант концептуальной модели с помощью математического аппарата в программе Irap RMS. Для построения фациальной модели с помощью модуля Channels была привлечена информация:

- 1) каротажные кривые;
- 2) структурный каркас;
- 3) сейсмические данные, включающие в себя кубы амплитуд и когерентности [3].

В процессе работ на данном этапе возникла необходимость преобразования уже имеющегося куба амплитуд в куб когерентности с помощью программного продукта Petrel, который нам укажет на распределение трещиноватости в горной породе. Это будет являться ключевой информацией в выборе тренда при построении куба, т. к. аллювиальные отложения практически полностью относятся к коллектору порового типа.

Желтыми зонами отмечены территории с повышенным уровнем трещиноватости. К таким зонам отнесен коллектор, который формировался в условиях русловых фаций.

С учетом вышеперечисленных данных была построена фациальная модель пласта ПК₁₉, которая соответствовала полученной ранее концептуальной.

С учетом построенной фациальной модели следующим шагом необходимо было разместить фонд скважин, учитывающий распределение фильтрационно-емкостных свойств в пределах аллювиальных отложений. Сложность на данном этапе вызывает небольшая глинистая перемычка между пластами, а также пробуренный фонд скважин. Чтобы избежать создания перетоков между пластами, скважины размещались максимально приближенными к реальному расположению скважин вышележащего пласта. Общая картина представлена на рисунке 1.

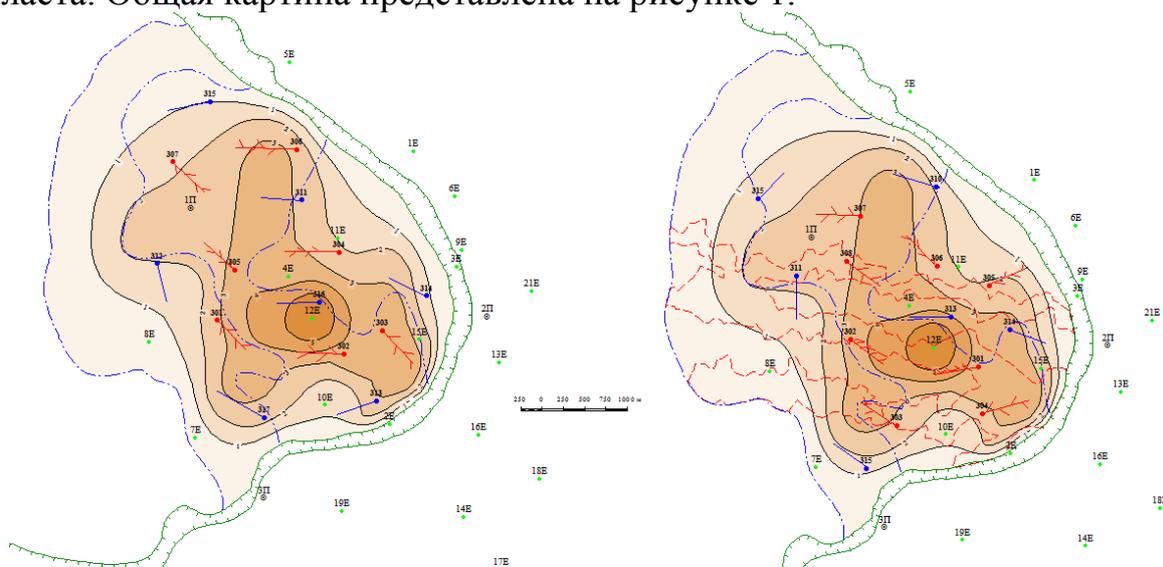


Рисунок 1. Проектный фонд скважин пласта ПК₁₉ с учетом и без учета фациального распределения

Далее был произведен расчет дебитов с помощью формулы S. Joshi, в результате которого был сделан вывод, что расположение скважин с учетом фациального распределения влияет на увеличение дебита нефти.

Библиографический список

1. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с.
2. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления / Р. Ч. Селли. – Москва: Недра, 1989. – 294 с.
3. Закревский, К. Е. Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel / К. Е. Закревский. – Москва: МАИ-ПРИНТ, 2014. – 288 с.

Применение планарных наночастиц углерода для повышения нефтеотдачи пластов на завершающих этапах разработки месторождений

Сафаргалиев Р.Ф., Пахаруков Ю.В., Шабиев Ф.К.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день введенные в разработку месторождения севера Тюменской области в своем большинстве переходят на завершающие этапы добычи. По оценкам экспертов предполагается, что «объем нефти, которая может быть извлечена из пластов, достигших экономического предела эксплуатации с помощью существующих методов воздействия, составит 1/3 объема нефти, оставшейся в пласте, поэтому запасы остаточной нефти, в так называемых истощенных пластах огромны и представляют собой солидный резерв нефтедобывающей промышленности». [1]

Помимо этого, «немаловажным фактором является то, что запасы нефти на открываемых месторождениях все чаще относят к трудно извлекаемым, что влечет за собой дополнительные затраты на интенсификацию притока нефти» [2].

Таким образом необходимо проводить мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов. В современной нефтедобывающей промышленности применяются следующие методы:

- тепловые (воздействие на пласт экзотермическими окислительными реакциями; вытеснение нефти теплоносителем; паровая обработка скважин).
- газовые (закачка газов, углекислого газа, азота, жидких растворителей, дымовых газов).
- физико-химические («основанные на создании внутрипластовых оторочек, регулировании внутрипластовых фильтрационных потоков, с применением ПАВ, полимеров, мицеллярных растворов, осадкогелеобразующих композиций; растворов кислот и щелочей, органических растворителей и их композиций» [1,2])

- опытно-экспериментальные методы, включая микробиологическое, волновое, электрическое воздействие на пласт и др.

В данной работе представлен результат разработки новой технологии вытеснения нефти из модели пористой среды. В качестве модели пористой среды была выбрана радиальная ячейка Хелле-Шоу, выбор такой установки обусловлен тем, что ячейку Хелле-Шоу можно рассматривать как пористую среду очень частного вида. Схема радиальной ячейки представлена на рисунке 1.

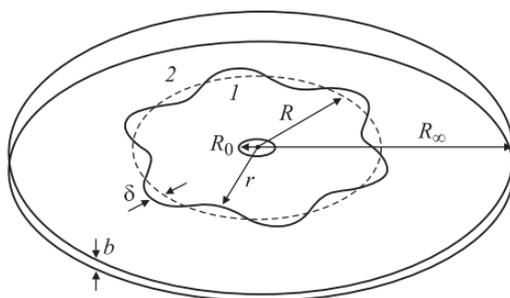


Рисунок 1. Радиальная ячейка Хелле-Шоу. R_0 – радиус центрального отверстия (5 мм), R – радиус пятна нефти, R_∞ – радиус ячейки, b – воздушный зазор между стенками ячейки.

Вытесняющим агентом выступила водная суспензия планарных наночастиц углерода.

Для оценки вытесняющей способности разработанной суспензии использовались различные образцы нефти. Вытеснение проводилось по схеме: в ячейку закачивалась нефть одного объема (50 мл.), затем производилось ее вытеснение водой и водной суспензией планарных наночастиц (объем 200 мл.). В результате вытеснения нефти из радиальной ячейки Хелле Шоу, были сделаны фотографии границы раздела нефть вода приведенные на рисунках 2а, 2б. Установлено, что при вытеснении всех образцов нефти солевым раствором $NaCl$ (минерализация 50 г/л) на границе раздела нефть вода формируются вязкие пальцы, что говорит об не устойчивой границе раздела.

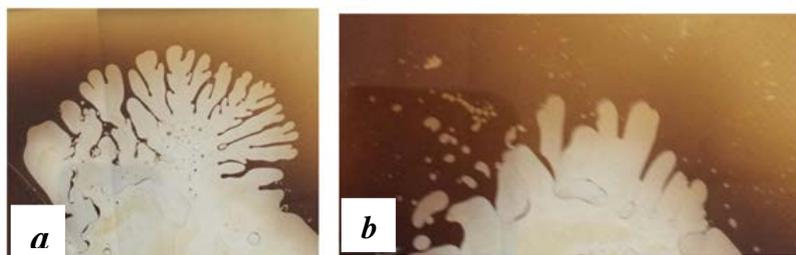


Рисунок 2. а) Вытеснение солевым раствором нефти с Кальчинского месторождения, б) вытеснение солевым раствором нефти с Приобского месторождения

Вытеснение нефти с использованием водной суспензии планарных наночастиц суспензии приведены на рисунках 3а, 3б. В результате установлено, что вытеснение нефти (всех образцов) с использованием водной суспензии планарных наночастиц углерода не нарушает границы раздела между развязкостными флюидами, наблюдается формирование единого фронта вытеснения, что говорит об устойчивой границе раздела. вязкие пальцы не образуются.

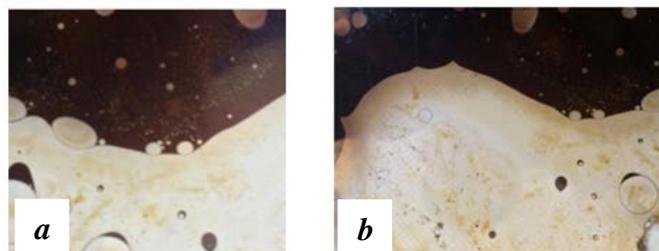


Рисунок 3 а) Вытеснение суспензией графеновых наночастиц нефти с Кальчинского месторождения б) вытеснение суспензией графеновых наночастиц нефти с Приобского месторождения

Из рисунков видно, что происходит формирование единого фронта вытеснения.

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- После проведения серии экспериментов в ячейке Хелле-Шоу доказано, что полученная суспензия обладает вытесняющей способностью и формирует на границе раздела нефть – вода устойчивое равновесное состояние.
- Устойчивость достигается структурированием планарных наночастиц углерода, образуя микрогетерофазное состояние, на границе и создании пленки с низким поверхностным натяжением. Таким образом, результаты исследования указывают на перспективность разработки технологии по вытеснению остаточной нефти из нефтегазового пласта с использованием суспензии на основе планарных наночастиц углерода.
- Результаты исследования указывают на перспективность разработки технологии по вытеснению остаточной нефти из нефтегазового пласта с использованием суспензии на основе планарных наночастиц углерода.

Библиографический список

1. Пахаруков, Ю. В. Вытеснение нефти из пористой среды с использованием графитовой суспензии / Ю. В. Пахаруков, Ф. К. Шабиев, Р.Ф Сафаргалиев // Письма в ЖТФ. – 2018. – № 4 (44) – С. 3-8.
2. Галяутдинов, И. М. Оптимизация затрат на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи / И. М. Галяутдинов, А. С. Сирота // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – № 1(9). – С. 5-6.

Выявление зон и источников опережающего обводнения

Сафонов А.В., Кондратьев М.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»

в г. Тюмени, г. Тюмень

Рост обводненности скважин остается основной проблемой в нефтегазовой промышленности, которая приводит к снижению текущей добычи нефти и увеличению затрат при эксплуатации месторождения.

Успешность борьбы с ранним обводнением скважин определяется, в первую очередь, достоверным определением причин этого явления. Настоящая работа сочетает в себе как выявление наиболее проблемных участков на месторождении, так и определение основных источников обводнения скважин.

Цель работы: выявление зон и источников опережающего обводнения скважин на примере Яхлинского месторождения.

Месторождение открыто в 1971 году, в эксплуатацию введено в 1987 году. Промышленная нефтегазоносность разреза установлена в отложениях тюменской свиты среднеюрского возраста в пластах: Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅, Ю₆, Ю₇. Отбор от НИЗ составляет 10 % при обводненности 77,5 %. Текущий КИН – 0,018 при утвержденном 0,181.

Основными задачами работы являются:

1. Выявление зон опережающего обводнения путем построения карты интенсивности обводнения скважин [1].
2. Построение карты потенциала дебита нефти.
3. Определение источников обводнения [2].
4. Построение обобщенной карты (карты суммарного показателя) по этапам исследования.
5. Подбор скважин-кандидатов с целью дальнейшего проведения геолого-технических мероприятий по ограничению водопритока.
6. Выводы по результатам проделанного исследования.

Актуальность данной работы заключается в оперативном определении зон и основных источников обводнения скважин для дальнейшего планирования геолого-технических мероприятий.

1. Построение карты интенсивности обводнения, определение проблемных зон

Суть построения карты заключалась в нахождении величины общей интенсивности обводнения по каждой скважине (ΔIfw_i) с дальнейшим нормированием этих значений от максимального:

$$\Delta Ifw_i = Ifw_{\text{факт } i} - Ifw_{\text{пот } i}, \quad (1)$$

где $Ifw_{\text{факт } i}$ – фактическая интенсивность обводнения скважины, д. ед.;

$Ifw_{\text{пот } i}$ – потенциальная интенсивность обводнения скважины, д. ед.;

2. Определение скважин с потенциалом дебита нефти

Суть построения карты заключалась в нахождении величины разницы потенциального и фактического дебита нефти по каждой скважине с последующим нормированием этих значений от максимального:

$$\Delta q_{н\text{ пот}} = q_{н\text{ пот}} - q_{н\text{ факт}}, \quad (2)$$

где $q_{н\text{ пот}}$ – потенциальное значение дебита нефти, т/сут;

$q_{н\text{ факт}}$ – фактическое значение дебита нефти, т/сут.

3. Определение источников обводнения скважин

Источники обводнения могут быть связаны как с геологическим строением нефтяной залежи, так и с техническим состоянием скважин.

После анализа литературных источников выделены следующие способы определения причин обводнения на добывающих скважинах:

- метод Меркуловой-Гинзбурга;
- метод построения диагностического графика зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной от времени (метод Чена);
- оценка результатов промыслово-геофизических исследований;
- химический анализ;
- корреляционный метод диагностики механизмов обводнения нефтяных скважин;
- метод определения заколонной циркуляции по зависимости доли воды в потоке от текущей водонасыщенности.

4. Построение суммарной карты зон и источников обводнения

На данном этапе выполнено построение обобщенной карты, включающей все три предыдущих этапа исследования. Принцип построения карты заключался в следующем:

4.1 Суммирование значений нормированных карт интенсивности обводнения и потенциальных дебитов нефти с последующей процедурой нормирования полученных значений от максимального.

4.2 Построение сетки значений для обобщенной карты по полученным результатам.

4.3 Наложение карты источников обводнения на результирующую карту (п. 4.2).

5. Подбор скважин-кандидатов для ограничения водопритока

По результатам построения, вычисленная карта в зональном виде (рисунок 1) позволяет точнее определить потенциальные зоны (красного и желтого цвета) для дальнейшего их рассмотрения на предмет проведения геолого-технических мероприятий.

Для проведения трассерных исследований были выбраны районы:

1. Район нагнетательной скважины № 2809 (добывающие №№ 2790, 2791, 2808, 2810, 2827, 2828).

2. Район нагнетательной скважины № 2Р (добывающие №№ 2766, 2767, 2768, 2784, 2785).

Наиболее перспективными с точки зрения проведения промышленно-геофизических исследований являются скважины: №№ 2854, 2862, 2766, 2767, 2790, 2805, 2808, 2810.

Эти же скважины являются перспективными для проведения в дальнейшем геолого-технических мероприятий.

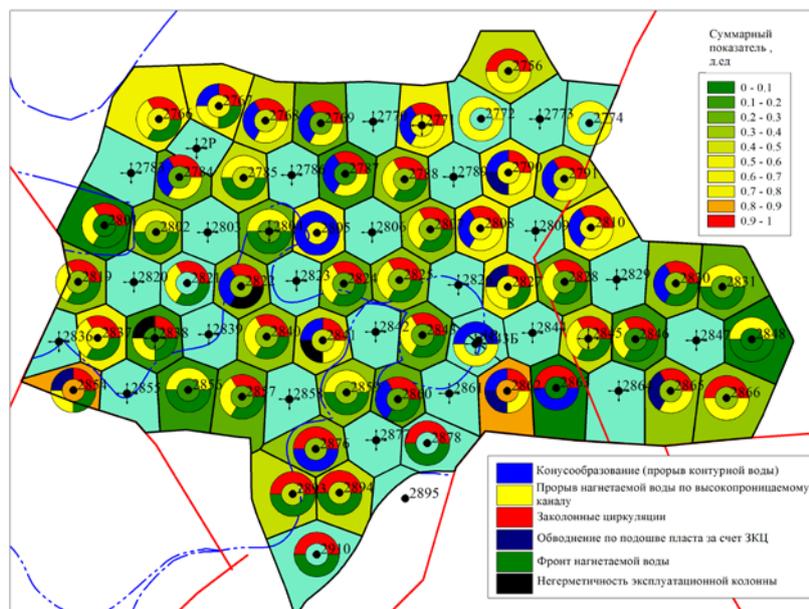


Рисунок 1. Фрагменты обобщенной карты в зональном виде

6. Выводы по результатам исследования

1. Выявлены зоны и источники опережающего обводнения путем построения карт интенсивности обводнения, потенциальных дебитов нефти и источников обводнения.

2. На основе этапов исследования построена суммарная карта зон и источников обводнения.

3. Осуществлен подбор скважин-кандидатов для проведения трасерных и промышленно-геофизических исследований с целью дальнейшего рассмотрения скважин на предмет геолого-технических мероприятий по ограничению водопритока.

Опробование полученной методики планируется на других месторождениях ТПП «Урайнефтегаз».

Библиографический список

1. Карабцев, С. Н. Построение диаграммы Вороного и определение границ области в методе естественных соседей / С. Н. Карабцев, С. В. Стуколов // Вычислительные технологии. – 2008. – № 3. – С. 65-80.

3. Формирование и планирование ГТМ : учебное пособие / Т. А. Деева [и др.]. – Томск: издательство ТПУ, 2011. – 201 с.

Применение вероятностного подхода к формированию оптимальной системы разработки на примере объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

Сенцов А.Ю., Полякова Н.С., Анкудинов А.А.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

На сегодняшний день в России проектирование разработки разбуренных месторождений ведется, преимущественно, с использованием «детерминированных» геолого-гидродинамических моделей, не учитывающих возможные геологические риски, возникающие при разбуривании краевых участков месторождения, характеризующихся слабой изученностью.

В представленной работе, с целью определения наиболее оптимального варианта разработки участка объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения, применен ранее разработанный в Филиале «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени вероятностный подход к формированию стратегии ввода в разработку неразбуренных участков за счёт использования не утвержденной детерминированной модели, а вариативной основы [1-3].

Суть данного подхода заключается в том, что для принятия конкретных решений о бурении новых скважин на отдельных участках залежей использовать не утвержденную детерминированную, а многовариантную основу. На разбуренных участках разрабатываемого месторождения можно определить параметры, оказывающие наибольшее влияние на геологическую модель. Затем изменчивость данных геолого-физических характеристик переносить на неразбуренные зоны для построения базовой (Р50), пессимистической (Р90), оптимистической (Р10) моделей [4-5].

Объект БВ₇ является определяющим добычу нефти Южно-Выинтойского месторождения, на его долю приходится 91 % извлекаемых запасов нефти и 96 % текущей добычи. Вследствие неоднородности строения и фильтрационно-емкостных свойств на объекте постоянно ведется поиск оптимальной системы заводнения. В результате реализации запроектованной обращенной семиточечной системы разработки на основной площади объекта была выявлена следующая проблема: наклонно-направленные скважины характеризовались низкой продуктивностью, вследствие чего на объекте было принято решение применять горизонтальные скважины с поинтервальным ГРП, с длиной горизонтального участка в среднем 500-600 м. Но по ряду скважин отмечался прорыв трещины ГРП в вышерасположенный водонасыщенный пласт БВ₆, что и предопределило необходимость дальнейшего поиска оптимального варианта разбуривания объекта.

Для реализации вышеописанного вероятностного подхода на объекте выбран северный участок, по которому сформировано восемь вариантов

размещения проектного фонда скважин, различающихся длиной горизонтальных стволов, расстоянием между скважинами в ряду и технологией заканчивания скважин. Учитывая геологические особенности объекта, принято решение на новых участках перейти на рядную систему разработки, с расстоянием между рядами 450 м, которая позволит воздействовать на пласт с учетом распространения коллектора (воздействовать закачкой по направлению восток-запад).

Выбор наиболее оптимального варианта разработки производился по следующему алгоритму:

- Расчет вариантов разработки на базовой модели.
- Экономическая оценка полученных вариантов, выбор наилучших.
- Расчет выбранных наилучших вариантов на пессимистической модели.
- Определение наиболее уверенных скважин по двум моделям (базовая и пессимистическая).
- Экономическая оценка вариантов, рассчитанных на пессимистической модели, выбор наиболее устойчивого варианта к геологическим рискам.
- Разделение фонда на кустовые площадки. Определение зависимого и независимого фондов по каждой кустовой площадке.
- Выбор скважины (оптимистическая модель), целью которой является доизучение геологического строения участка. При подтверждении модели насыщения – размещение проектного фонда на доизученный участок.

Применение вероятностного подхода в работе позволило сформировать наиболее устойчивый к возможным геологическим и технологическим рискам вариант разработки рассматриваемого участка, оптимизировать очередность бурения скважин с кустовых площадок, с целью минимизации геологических рисков отказаться от бурения пилотных стволов в горизонтальных скважинах; увеличить достигаемый по участку коэффициент извлечения нефти в пределах разбуренной зоны (по результатам гидродинамического моделирования).

Библиографический список

1. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ₁₋₂ Нивагальского месторождения) / А. Ю. Сенцов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 50-58.
2. Выбор стратегии разбуривания объекта на основе вероятностного подхода / А. Ю. Сенцов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 31-35.
3. Муслимов, Р. Х. Организация инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии как средство мо-

дернизации управления отраслью / Р. Х. Муслимов, Ю. А. Волков // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 4. – С. 12-18.

4. Мелехова, Е. И. Оценка неопределенности и геологических рисков в районе нового бурения 2013-2014 гг. по актуальной модели (пласты АВ₁³-АВ₂, Нивагальское месторождение ТПП «Покачевнефтегаз») / Е. И. Мелехова // Сборник материалов XIII конф. молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории ХМАО – Югры. – Новосибирск : Параллель, 2013. – С. 34-38.

5. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) / Е. О. Черкас [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2008. – № 3. – С. 6-10.

Подготовка отчета экспертизы о качестве построения цифровой трехмерной фильтрационной модели на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Степанов М.М.

ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой

Современные регламентные требования к проектированию разработки месторождений нефти и газа предполагают создание и использование трехмерных постояннодействующих геолого-технических моделей. Основным инструментом для обоснованного принятия решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа с применением адаптированных на историю разработки фильтрационных моделей.

В соответствии с протоколом заседания Комиссии газовой промышленности от 2015 года недропользователям необходимо усилить контроль качества передаваемых цифровых моделей. По этой причине в ООО «Газпром добыча Ямбург» внедряются новые алгоритмы и критерии оценки цифровых трехмерных геолого-гидродинамических моделей, которые передаются проектными институтами в ходе подготовки проектных работ. В представленной описывается методика проведения экспертизы фильтрационных моделей, которая позволяет наиболее полно произвести процедуру сопоставления:

- кровли коллекторов (либо стратиграфических кровель) опорных горизонтов (рисунок 2);
- гидродинамической и детальной геологической сеток;
- литолого-фациальной, петрофизической модели и модели насыщения.

Также данная методика позволяет оценить: корректность задания флюида в модели, водонапорного бассейна; качество адаптации по энерге-

тической характеристике и добыче углеводородов на конец истории разработки. Последний аспект наиболее важный, так как воспроизведение истории разработки на гидродинамической модели месторождения играет важную роль в обеспечении достоверности прогноза технико-экономических показателей разработки. Основные подсчетные параметры и запасы углеводородов в целом должны соответствовать подсчету запасов (расхождение в пределах 5%).

Качественно адаптированная фильтрационная модель, прошедшая положительную экспертизу, позволяет успешно решать следующие задачи:

- прогноз технологических показателей разработки на оперативный и перспективный период;
- прогноз технологических режимов работы скважин;
- рекомендации на проведение геолого-технических мероприятий;
- воспроизведение различных сценариев разработки залежей и т.д.

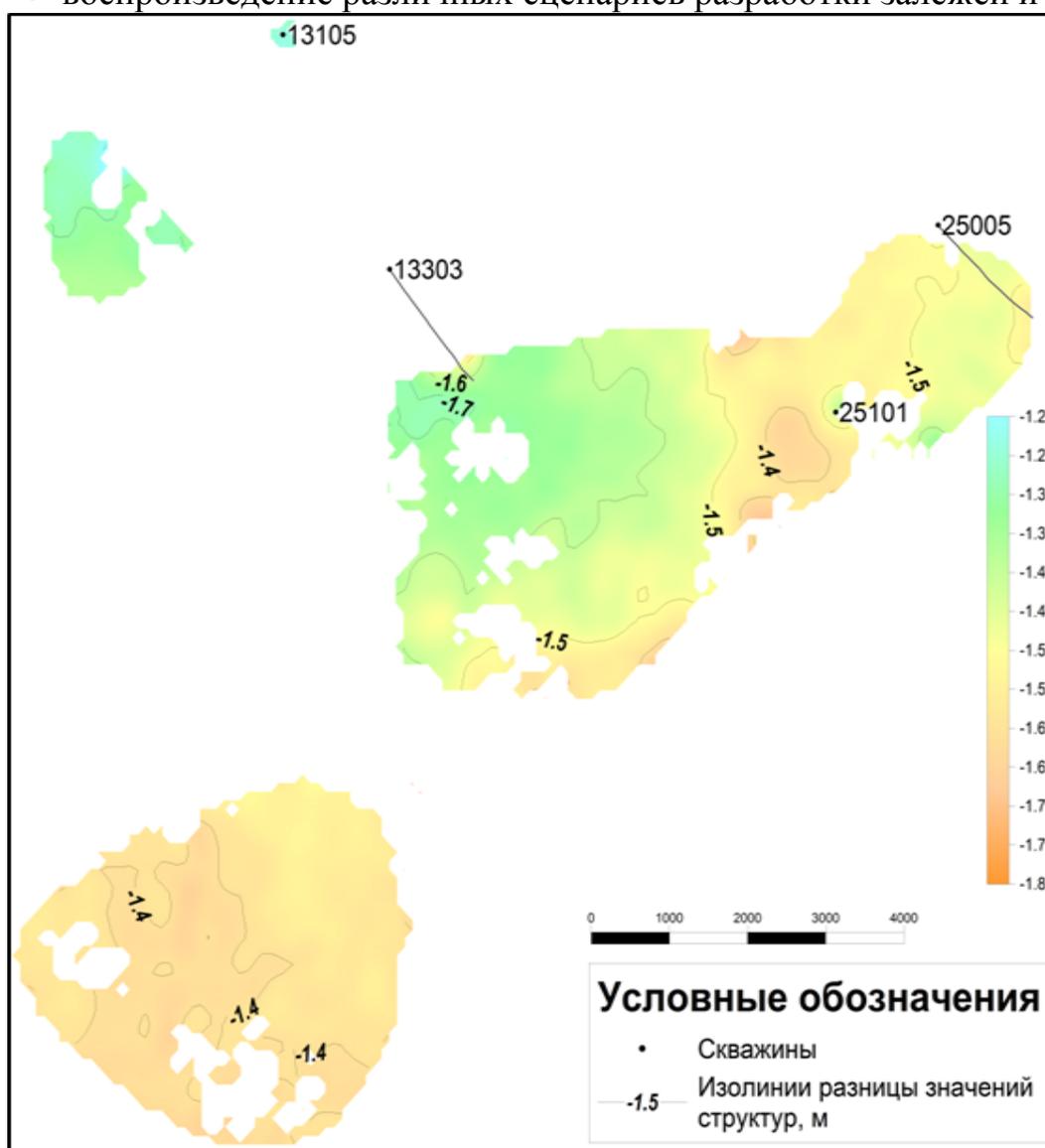


Рисунок 1. Карта разницы кровли коллектора, для геологической и гидродинамической моделей

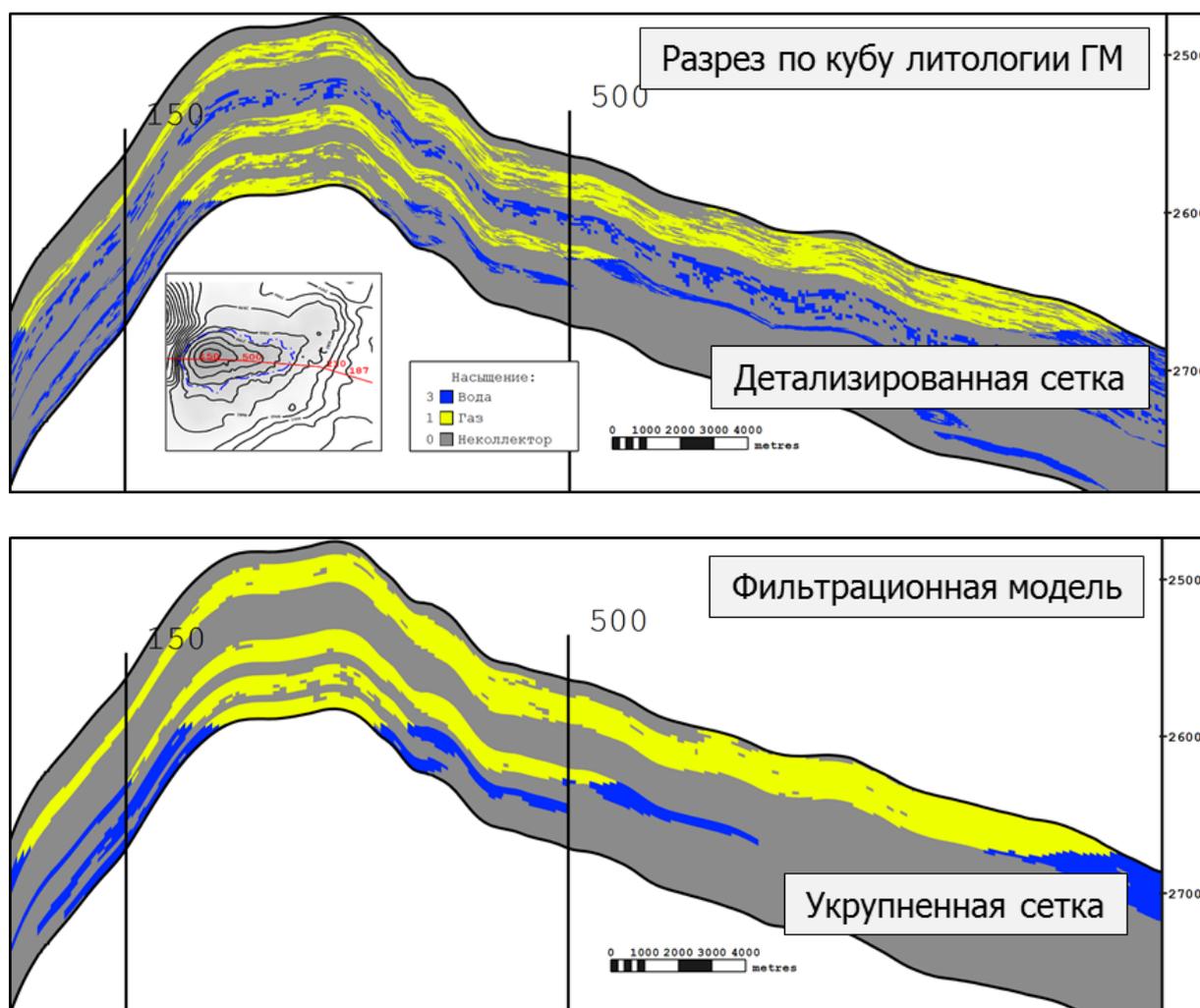


Рисунок 2. Переход от детальной геологической к укрупненной гидродинамической сетке

От качества построения фильтрационной модели зависит корректность принимаемых решений в области разработки месторождений [1].

Библиографический список

1. Степанов, М. М. Методика экспертирования цифровой 3Д фильтрационной модели на примере неокомской залежи Заполярного НГКМ / М. М. Степанов // Новые технологии в газовой промышленности: сборник статей / сост. А. Б. Миллер, С. Ф. Хомяков, В. Г. Мартынов. – Москва, 2017. – С. 89.

Алгоритм расчета плотности и вязкости пластовых вод Восточной Сибири для гидродинамического моделирования

Токмакова П.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время на большинство месторождений Восточной Сибири наилучшим способом поддержания пластового давления является внутриконтурное заводнение. Но в силу высокой минерализации пластовых вод, которые не представляют ценности как гидроминеральное сырье, происходит изменение их физических свойств в осадочных бассейнах более чем на 25% по плотности и на один порядок по вязкости. Различия в плотности могут усиливать или замедлять поток, управляемый другими механизмами, и могут инициировать поток, управляемый плавучестью. Для данной движущей силы скорость потока и приемистость зависят от вязкости и проницаемости. Таким образом, изменения в плотности и вязкости пластовых вод оказывают значительное влияние на характер потока в осадочном бассейне, что влечет за собой последствия для различных процессов в бассейне, которые необходимо учитывать при построении гидродинамической модели.

Опыт показывает, что для построения или актуализации модели течения флюидов в пласте необходим сбор данных, объединенных вместе из различных областей разработки. В связи с этим первостепенное значение приобретает качество используемой промысловой и лабораторной информации. Необходимо условие эффективного подхода к повышению качества используемых данных результатов лабораторных и промысловых исследований.

Для упрощения расчетной модели пластовых флюидов, солевой состав воды и переменная минерализация (возникает за счет экономически оправданного нагнетания пресных вод) не берутся во внимание. Это является верным для пресных вод или с низкой соленостью, но когда минерализация превышает 200 г/л как на месторождениях Восточной Сибири, использование лабораторной информации является уместной.

Для получения корректных значений подсчитанных параметров пластовых вод с высокой минерализацией, для создания гидродинамической модели, необходимым являются данные о солевом составе рассолов и ее общей минерализации, полученных с помощью лабораторных исследований. Зная концентрации солей уместно построение зависимости плотности и вязкости воды от общей минерализации.

Экспериментальные данные показали значительное отклонение от постоянной минерализации при построении зависимости вязкости пластовых вод от минерализации. Отклонение постоянной вязкости принимаемой в расчете гидродинамической модели от эмпирических значений составляет около 1,0 мПа·с.

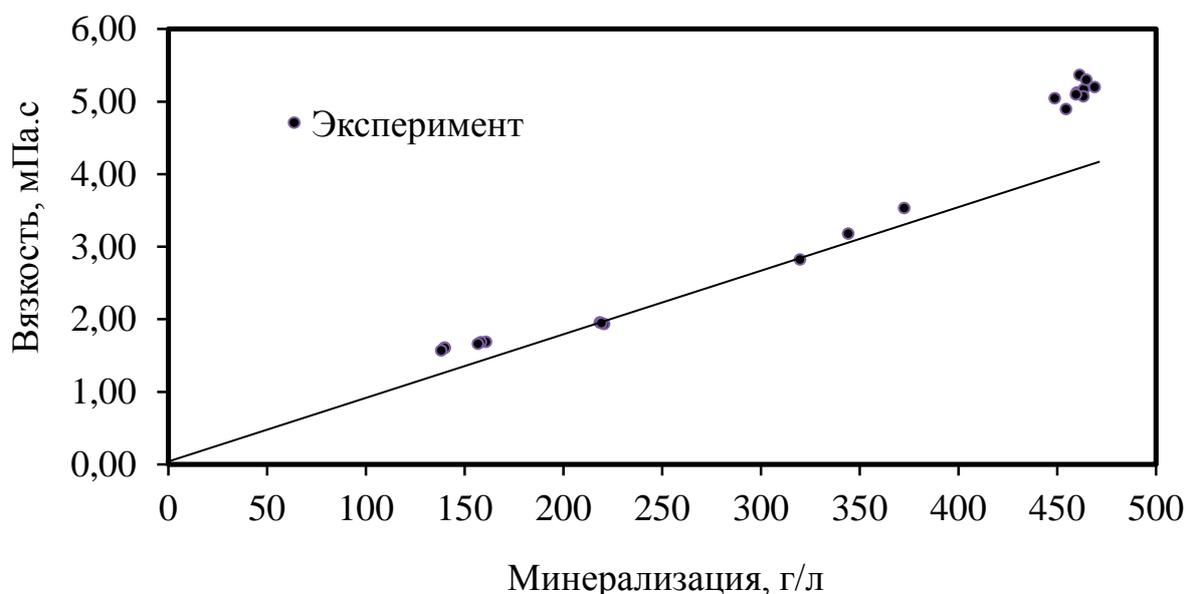


Рисунок 1. Зависимость вязкости пластовой воды от минерализации.

Анализ экспериментальных данных показывает, что отношение значения плотности (вязкости) для смеси пластовой и закачиваемой воды и плотности (вязкости) раствора выбранной соли (NaCl, CaCl₂ и др.), при той же концентрации, практически не зависит от давления и температуры и равен их отношению при стандартных условиях. Это позволяет получить зависимости:

$$\rho_{\text{пл.воды}}(M, P, T) = \frac{\rho_{\text{пл.воды}}^{\text{СТ}}(M)}{\rho_{\text{р-р соли}}^{\text{СТ}}(M)} * \rho_{\text{р-р соли}}(M, P, T), \quad (1)$$

$$\mu_{\text{пл.воды}}(M, P, T) = \frac{\mu_{\text{пл.воды}}^{\text{СТ}}(M)}{\mu_{\text{р-р соли}}^{\text{СТ}}(M)} * \mu_{\text{р-р соли}}(M, P, T). \quad (2)$$

Результаты исследований показывают значительное влияние переменной минерализации пластовых вод на плотность и вязкость, которые в свою очередь оказывают воздействия на объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости и пьезо-коэффициент вязкости пластовой воды. Следует отметить, что результаты расчетов для гидродинамической модели близки к экспериментальным данным, что подтверждает адекватность использования зависимостей в расчете. [1-2]

Основой расчетного алгоритма является знание преобладающих солей, на основе которых возможна последовательная идентификация параметров модели с целью точного воспроизведения достоверных результатов.

Пренебрежение переменной минерализации верно для воды с низкой соленостью, но, тем не менее, существуют ситуации, когда различия могут

оказывать значительное влияние, и в этом случае правильная оценка плотности и вязкости воды становится существенной. Особенно для рассолов с высокой минерализацией.

Алгоритм расчета, основанный на лабораторных исследованиях, дает достаточно точную оценку нагнетания пресной и слабосоленой воды в пласте с более высокой естественной минерализацией.

Библиографический список

1. Adams, J. J. Equations of state for basin geofluids algorithm review and inter-comparison for brines / J. J. Adams, S. Bachu // *Geofluids*. - 2002. – № 2, P. 257-271.

2. McCain, W. D. Petroleum reservoir fluid property correlations / W. D. McCain, J. P. Spivey, C. P. Lenn // *Tulsa. PennWell Corporation*. - 2011. – P. 219.

Упрочнение цементного камня графеновыми наночастицами, при цементировании обсадных колонн

Шабиев Ф.К.^{1,2}, Пахаруков Ю.В.^{1,2}, Сафаргалиев Р.Ф.^{1,2}

¹ Тюменский государственный университет, г. Тюмень;

² Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Проблема цементирования скважин связана с прочностью и облегченностью бетона [1]. Чем выше плотность, тем выше прочность бетона. Однако цементный камень образует фрактальную структуру и не заполняет всю область. Под действием воды основные частицы цемента вступают в химические реакции в результате которых выделяются известь, гидросиликаты и алюмосиликаты кальция. В результате связи воды с нерастворимыми частицами формируются кристаллы, которые срастаются и образуют камневидное тело. Избыток воды раздвигает частицы и образуются пустоты. Таким образом, формируется фрактальная структура, что приводит к уменьшению прочности и пластичности бетона. Возникающие противоречия между облегченностью и прочностью решаются добавлением алюмосиликатных микросфер. Однако, микросферы легко разрушаются. Добавление поверхностно активных веществ увеличивает поверхность и повышает сцепление и прочность при образовании пленки, покрывающей поверхность частиц цемента. При этом увеличивается и плотность, и пластичность цементного камня.

В работе предлагается в качестве добавок использовать графеновые наночастицы, которые изначально обладают гидрофобным свойством [2]. Следовательно, можно ожидать уменьшение водоцементного соотношения, за счет выталкивания лишней воды, которая не участвует в формировании зародышей цементного камня.

Для изучения влияния графеновых наночастиц на структуру и механические свойства цементного камня в работе использовался портланд цемент (Portland cement) который замешивался с графеновой суспензией с концентрацией 0.4 г/л. Графеновые частицы в суспензии были преимущественно многослойные с количеством слоев менее 10, что соответствует техническому графену. Для изучения механизмов образования кристаллитов в структуре цементного камня в присутствии наночастиц графена использовался растровый электронный микроскоп JEOL/EO.

Если образование зародышей будет развиваться на кристаллической поверхности, то этот процесс существенно зависит от структуры поверхности [3]. Следовательно, гексагональная поверхность наночастиц графена будет идеальной подложкой гетерогенного зарождения таких же гексагональных зародышей цементного камня. Так при исследовании структуры при помощи REM, наблюдается образование подобных кристаллитов (рис. 1).

Из рисунка 1а можно видеть гексагональность структуры кристаллита. Из рисунка 1б наблюдается массовое зародышеобразование. Такое влияние наночастиц графение на структуру цементного камня неизбежно приводит к увеличению прочности сформировавшегося бетона.

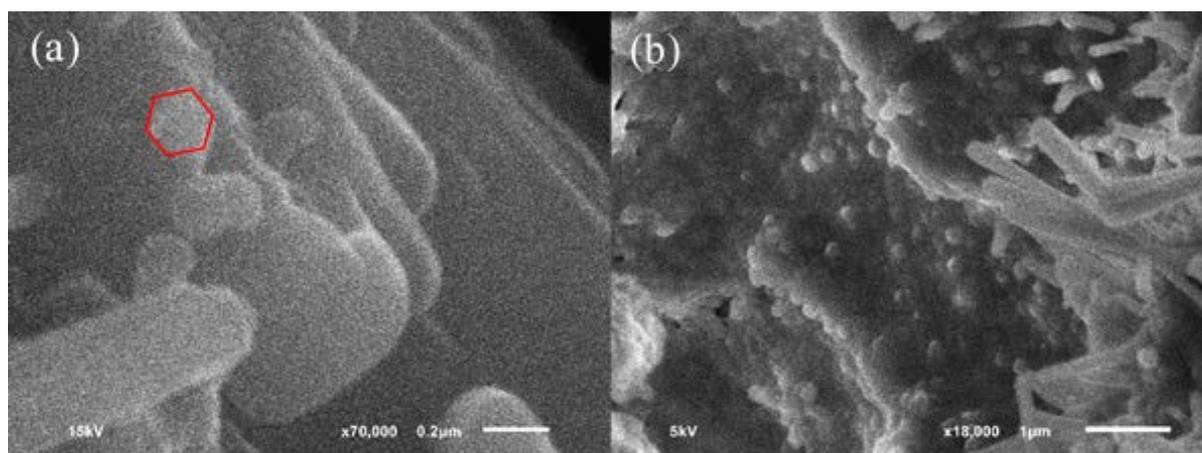


Рисунок 1. REM изображение структуры цементного камня

На рисунке 2 приведены результаты механических испытаний цементного камня.

Использование графеновых наночастиц в качестве добавок снижает энергию активации зародыша цементного камня, отталкивая лишнюю воду. Это ускоряет процесс роста зародышей с последующим их срастания и формирования сплошного цементного камня. Последнему способствует гидрофобность графеновых наночастиц. Это выталкивает лишнюю воду и не разделяет частицы песка и не образует большие поры. Полученные структуры цементного камня являются фрактальными. При этом из-за малой пористости бетон обладает повышенной прочностью.

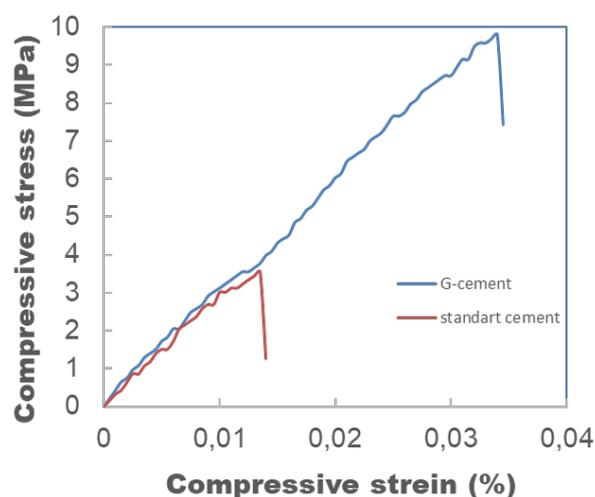


Рисунок 2. Кривые напряжения-деформации для стандартного куба бетона (сравнения для стандартного бетона и бетона с графеном).

Библиографический список

1. Григулецкий, В. Г. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин песчовой площади уренгойского месторождения / В. Г. Григулецкий, В. И. Петреску // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40-50.
2. Пахаруков, Ю. В. Вытеснение нефти из пористой среды с использованием графитовой суспензии / Ю. В. Пахаруков, Ф. К. Шабиев, Р. Ф. Сафаргалиев // Письма в ЖТФ. – 2018. – Т. 44. – № 4. – С. 3-8.
3. Черепанов, И. Н. Влияние длины седиментации на конвективную устойчивость коллоидной суспензии / И. Н. Черепанов, Б. Л. Смородин // ЖЭТФ. – 2017. – Т. 152. – № 6 (12). – С. 1404-1413.

СЕКЦИЯ «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов»

Оптимизация конструктивных решений отдельно стоящих фундаментов

Бай В.Ф., Сафарян В.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Фундамент – конструктивный элемент здания, передающий нагрузку от вышележащих конструкций и собственного веса на естественное или искусственное основание.

Отдельно стоящие фундаменты представляют из себя чаще всего бетонную или железобетонную конструкцию, спроектированную для восприятия сосредоточенной нагрузки. Самым распространённым примером являются столбчатые фундаменты под колонны промышленных зданий.

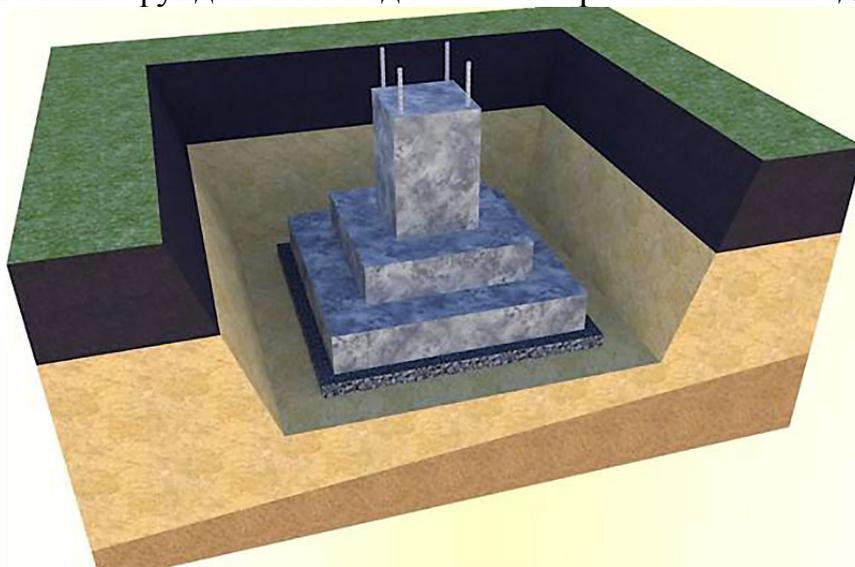


Рисунок 1. Столбчатый фундамент

В современном фундаментастроении выделяют два принципиальных подхода по оптимизации конструкций отдельно стоящих фундаментов:

1. Создание эффективного тела фундамента (рис. 2);
2. Создание эффективной подошвы фундамента;
 - а. Изменение геометрии плоской подошвы (рис. 3);
 - б. Создание криволинейной подошвы.

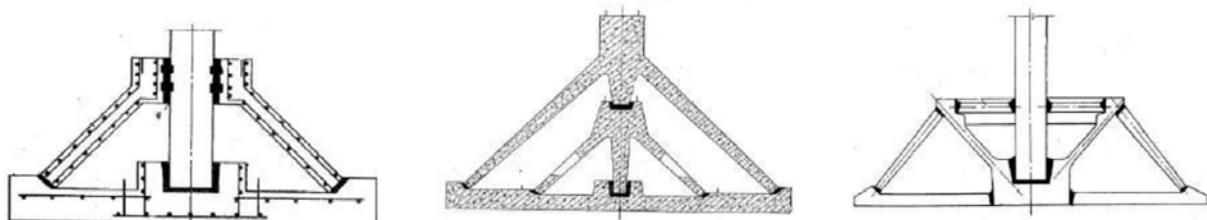


Рисунок 2. Столбчатые фундаменты с эффективным телом

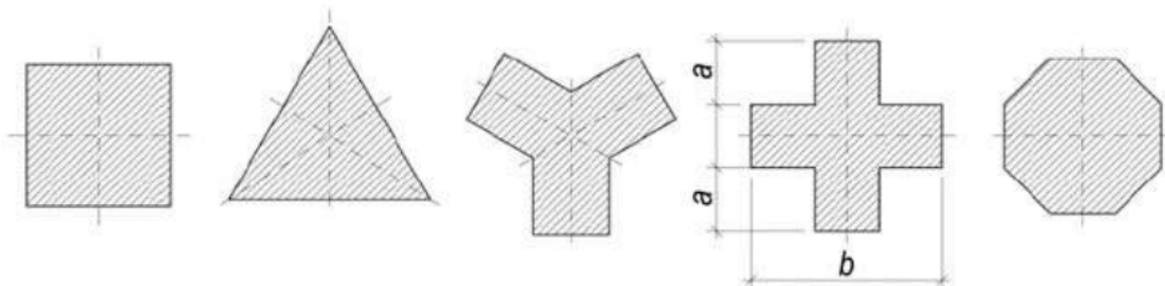
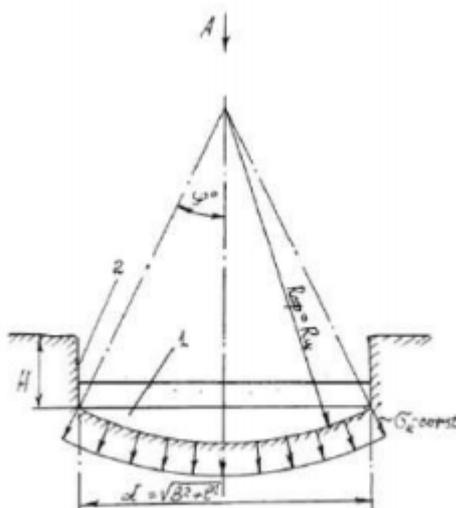


Рисунок 3. Плоские штампы отдельно стоящих фундаментов, испытанных А. В. Глушковым

Первый подход широко рассмотрен другими авторами, как и создание эффективной плоской подошвы. Что же касается фундаментов с неплоской подошвой, их изученность много меньше, в связи с чем и хочется остановиться на них подробнее.

Влияние измененной в вертикальной плоскости геометрии подошвы столбчатого фундамента было рассмотрено некоторыми учеными, так Н. М. Бородачеву удалось вывести интегральную зависимость формы подошвы фундамента и контактных напряжений (рис. 4):



Н. М. Бородачев
$$\iint P(\xi, \eta) k(x - \xi, y - \eta) d\xi d\eta = \delta + z$$

Рисунок 4. Зависимость между формой подошвы и распределением контактных напряжений

Из уравнения Бородачева следует, что наиболее равномерное распределение контактных напряжений наблюдается у фундаментов с криволинейной подошвой, оптимальный радиус кривизны которых определяется из физико-механических свойств основания.

Однако устройство криволинейной подошвы существенно усложняет технологию производства работ и почти полностью исключает сборный вариант таких фундаментов. Поэтому, предлагается вариант столбчатого

фундамента со ступенчатой подошвой («перевернутый» стандартный фундамент).

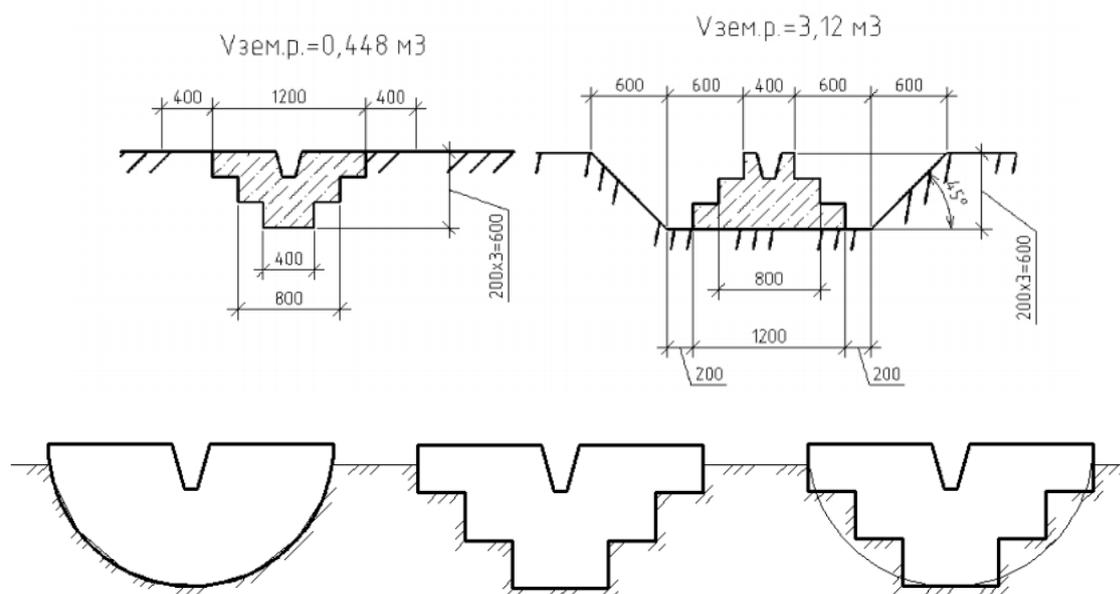


Рисунок 5. Пример «перевернутого» столбчатого фундамента.

Такое решение увеличивает несущую способность стандартного фундамента без увеличения ресурсоемкости. Как видно из примера, в глинистых грунтах с соответствующим показателем текучести основание будет являться опалубкой, что существенно сократит объем земляных и опалубочных работ [1-4].

Библиографический список

1. Пособие по проектированию фундаментов на естественном основании под колонны зданий и сооружений (к СНиП 2.03.01-84 и к СНиП 2.02.01-83). – Москва: ЦИТП Госстроя СССР, 1987. – 144 с.
2. Бай, В. Ф. Исследование работы ленточных фундаментов со ступенчатой подошвой / В. Ф. Бай, М. О. Сохоян // Нефть и газ Западной Сибири : материалы Международной научно-технической конференции. – Тюмень, 2017. – С. 106-107.
3. Койнов, Н. И. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации / Н. И. Койнов, А. Н. Коркишко // Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии: материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2016. – С. 182-187.
4. Архипов, Д. Н. Взаимодействие грунтового основания и сборных ленточных фундаментов с геометрически изменяемой формой подошвы : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.23.02 / Дмитрий Николаевич Архипов ; ВГАСУ. – Волгоград, 2006. – 24 с.

Анализ результатов расчетов дощатой рамы пролетом 15 метров в различных расчетных моделях

Ващенко С.А., Филисюк В.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Долгое время дерево было незаслуженно забыто как материал для массового строительства. Однако, оригинальные свойства этого материала в последнее время возвращают его на рынок, а современные технологии делают применение древесины более разнообразным, более индустриальным и более архитектурно выразительным.

Дерево это дышащий, живой материал, кроме того имеет неоднородную структуру, поэтому при выборе методов расчета конструкций из древесины возникают вопросы, на которые возможно ответить сравнивая между собой различные подходы к расчету.

Применение деревянных рам при возведении различных категорий зданий обусловлено широким спектром преимуществ. Благодаря высокой стойкости к агрессивным средам деревянные рамы активно используются при возведении сельскохозяйственных зданий, зданий с повышенной влажностью и в зданиях с высокой степенью агрессивности среды [4]. Деревянные рамы имеют достаточно высокий предел огнестойкости после обработки антипиренами и имеют эстетичный внешний вид, что позволяет использовать их при возведении различных зрелищных и спортивных сооружений [3]. Данные рамы способны успешно показать себя при возведении складских помещений, помещений для содержания различного автотранспорта в удаленных районах нефтяных месторождений севера Тюменской области. В связи с малым удельным весом древесины и высоким показателем относительной прочности деревянные конструкции не нуждаются в массивном фундаменте.

В данной работе приводятся результаты расчетов деревянных рам из досок, потому что эта рама является наиболее простой с конструктивной точки зрения.

Анализ результатов проводился при различных положениях подкоса (узел примыкания подкоса к ригелю 1,5; 2; 2,5 метров от стойки [5]) и в следующих вариантах расчетов:

- Стержневая изотропная;
- Пластинчатая изотропная;
- Пластинчатая ортотропная.

В таблицах ниже представлены значения максимальных напряжений растянутых и сжатых волокон по расчетному сочетанию нагрузок для различных сечений (рис.1). Все расчеты выполнялись для условий юга Тюменской области.

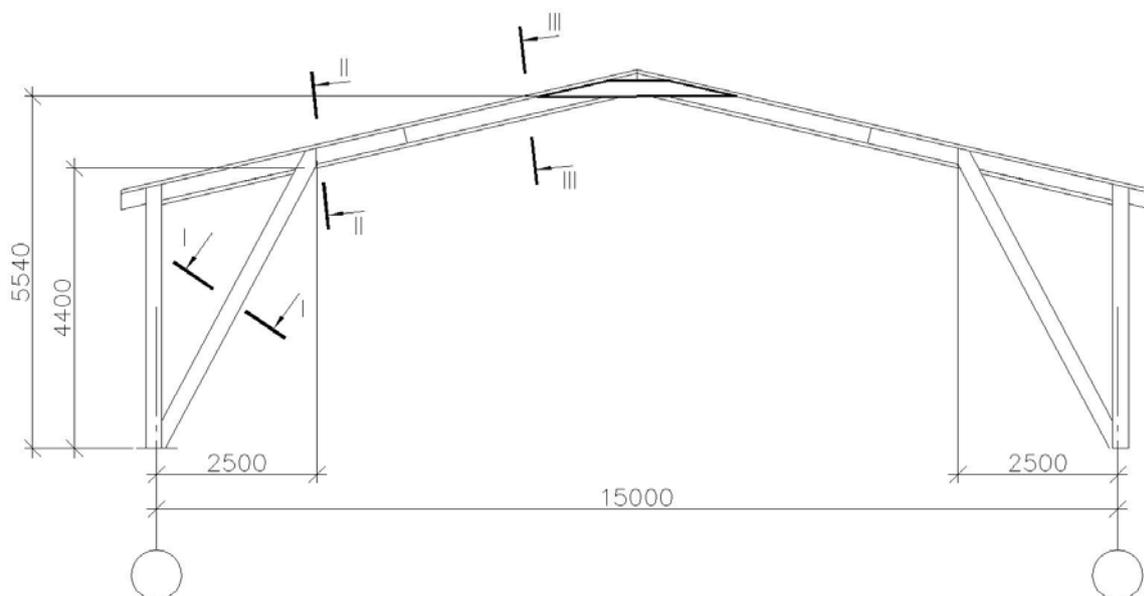


Рисунок 1. Расчетные сечения рамы

Таблица 1

Значения максимальных напряжений на участках рамы, где С – значения напряжений в сжатой зоне, Р – значения напряжений в растянутой зоне.

Положение под- коса, м	Максимальные напряжения на участке для моделей, МПа								
	Стержневая изотроп- ная			Пластинчатая изо- тропная			Пластинчатая орто- тропная		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III
	С	С	С	С	С	С	С	С	С
	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
1,5	3,4	14,3	6	3,5	14,6	7	3,6	16,2	7,6
	-	14,5	3,5	-	14,2	3,2	-	16,4	3,9
2,0	2,9	11,4	5	2,9	11,1	5,5	2,9	13,4	6,4
	-	11,3	2,6	-	10,4	2,2	-	12,9	3,3
2,5	2,4	8,9	4,2	2,7	8,8	4,7	2,8	9,8	4,7
	-	8,6	1,9	-	8,8	2,1	-	8,8	2,6

Исходя из данных таблицы 1 для дальнейшего расчета принимается положение подкоса на расстоянии 2,5 метра от стойки, при котором напряжения не превышают расчетных значений [1].

По результатам расчетов были получены соотношения между значениями напряжений в сжатых и растянутых зонах в трех основных расчетных сечениях рамы по отношению к ригелю рамы.

Результаты расчетов напрямую показывают, что в ортотропной постановке, то есть там, где сложнее расчетная схема, значения напряжений

имеют наибольшие величины напряжений. Общая динамика видна при анализе значений максимальных прогибов, представленных в таблице 2.

Таблица 2

Значения максимальных прогибов

Положение подкоса относительно стойки, м	Максимальный прогиб для модели, мм		
	Стержневая изотропная	Пластинчатая изотропная	Пластинчатая ортотропная
1,5	42,8	59,2	146,9
2,0	30,6	27,6	116
2,5	27,3	16,6	56,6

На основании полученных результатов обнаружена некоторая закономерность в различных расчетных схемах. Допустимо предположить, что существует зависимость, позволяющая ввести некий коэффициент, который позволил бы перейти используя простую расчетную схему (стержневую) перейти к результатам более сложной (пластинчатой ортотропной), учитывающей особенности древесины, то есть ее неоднородность и анизотропность.

Библиографический список

1. СП 64.13330.2011. Свод правил. Деревянные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-25-80. – Москва : ОАО «ЦПП», 2017. – 141 с.
2. ГОСТ 24454-80*. Пиломатериалы хвойных пород. Размеры. Межгосударственный стандарт. – Взамен ГОСТ 8486-66; введ. 1981-01-01. – Москва : Министерство лесной, целлюлозно-бумажной и деревообрабатывающей промышленности СССР, 1980 – 3 с.
3. СП 332.1325800.2017. Спортивные сооружения. Правила проектирования. – Москва: АО «ЦНИИПромзданий», 2017. – 154 с.
4. Карлсен Г. Г. Деревянные конструкции / Г. Г. Карлсен // Стройиздат, 2005. – С. 14-22.
5. Ващенко, С. А. Исследование НДС дощатых рам с подкосом пролетом более 12 метров / С. А. Ващенко, В. Г. Филисюк // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов / Отв. ред. А. Н. Халин. – 2017. – С. 75-78.

Методика выбора модели и организации работы проектного офиса строительной фирмы

Гусарова М.С., Матыс Е.Г., Некрасова И.Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Согласно научным исследованиям процесс создания проектного офиса является важным шагом перехода строительной организации к управлению проектами, влияющим на качество управления и обеспечивая единство подходов к управлению проектами и их успешную реализацию.

Формирование проектного офиса и организация его работы осуществляется по правилам общей теории менеджмента, теории организаций и организационного проектирования.

Схема формирования проектного офиса представляет собой многоэтапный процесс, заключающий в себе ряд действий экономического порядка, организационного проектирования и создания информационной системы (рисунок 1) [1].

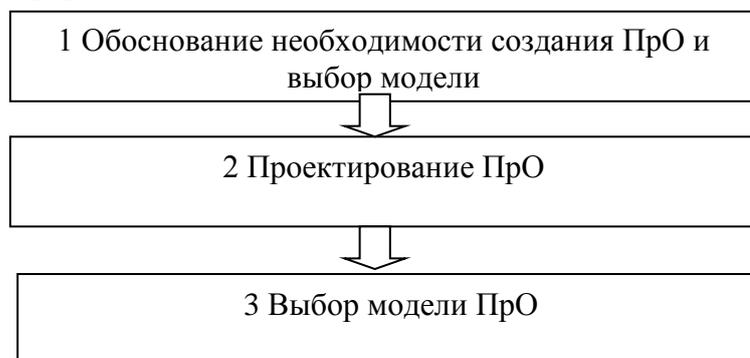


Рисунок 1. Процесс создания проектного офиса

Далее необходимо проанализировать систему управления проектами в строительной организации и сделать выбор модели проектного офиса строительной организации. Предложение авторов заключается в применении методики ОРМЗ (Organizational Project Management), разработанной Американским Институтом Управления проектами, для анализа и совершенствования системы управления проектами [2].

Анализ практики формирования уровней проектных офисов показала, что на сегодня наиболее популярным является практика классификации проектных офисов на основе двух измерений [3]: в зависимости от решаемых управленческих задач, являющихся наиболее острыми для менеджмента компании (функциональное измерение) и от указанного выше уровня зрелости существующей системы управления проектами (объектное измерение). Различают следующие классификации проектных офисов в зависимости от функционального измерения

Следуя логике и опыту, согласовывая с практикой формирования проектных офисов предприятий-заказчиков, можно добавить к данной

матрице еще один признак классификации – по составу участников проекта. В связи с этим, авторы работы предлагают ввести еще один признак и назвать матрицу «3x3x3» (рисунок.2).

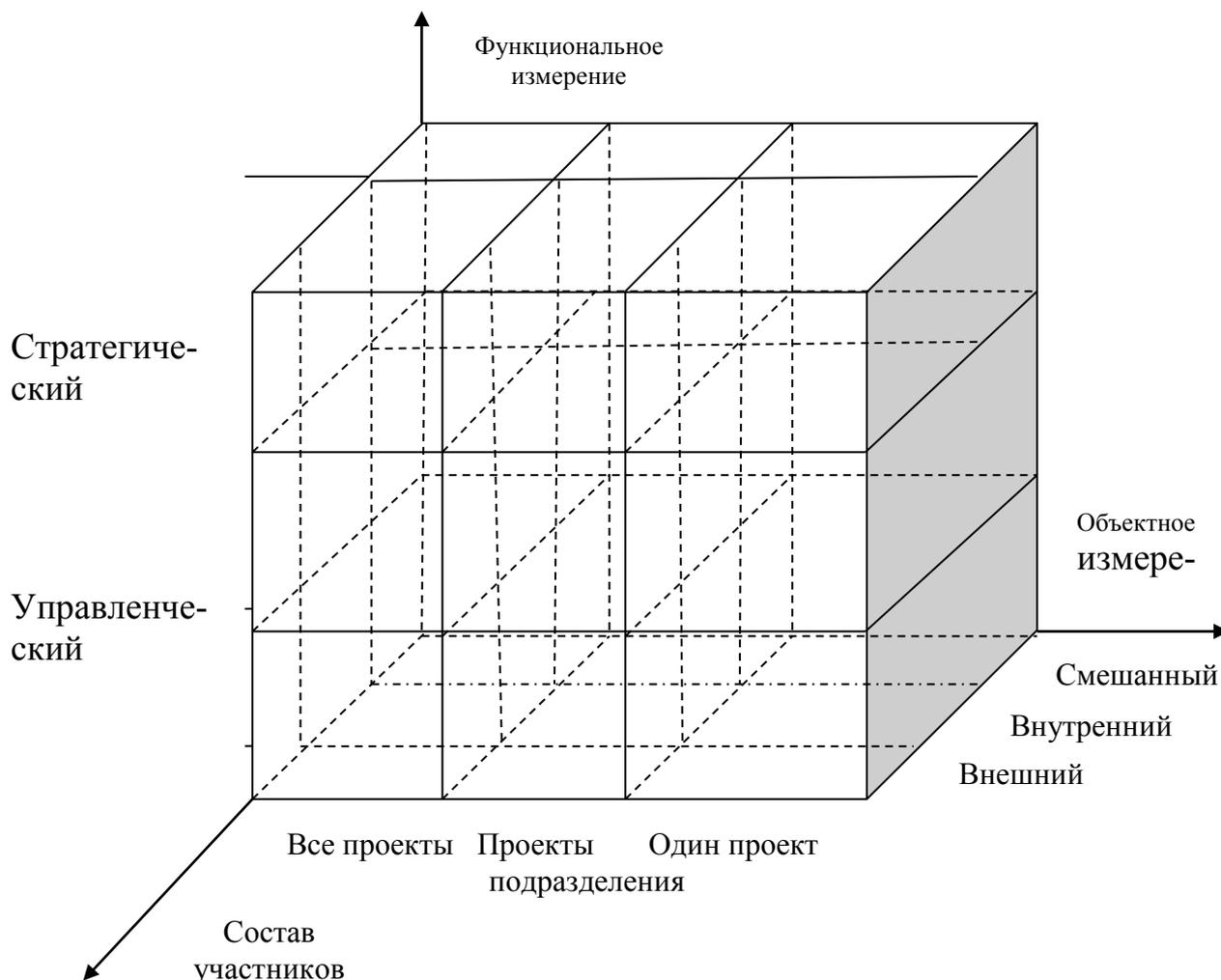


Рисунок 2. Матрица 3x3x3 для выбора модели проектного офиса строительной организации

На втором этапе формирования проектного офиса следует выполнить проектирование проектного офиса, а на третьем - модель. Это сложное и важное мероприятия, связанное с определением назначения проектного офиса, установлением его параметров и архитектуры и места в системе управления организацией.

Библиографический список

1. Абдыгаппарова, С. Б. Подходы к определению типов и моделей проектных офисов / С. Б. Абдыгаппарова, А. М. Адилова // Вестник университета Туран. – 2015. – № 4 (68). – С. 225-229.
2. Иванова, С. С. Подходы к созданию структуры офиса проекта строительных организаций / С. С. Иванова, К. Н. Долганов // Социально-

экономическое управление: теория и практика. – 2018. – № 1 (32). – С. 99-102.

3. Фадеев, А. А. Создание проектного офиса строительной организации / А. А. Фадеев // Российское предпринимательство. – 2010. – № 12 (1) – С. 97-102

Методы укрепления слабых грунтов оснований

Козеева М.Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Слабые грунты относятся к категории специфических грунтов. Грунты такой категории изменяют свои свойства, характеристики и структуру во времени. К ним также относятся вечномёрзлые, просадочные, набухающие, засоленные, элювиальные грунты и т.п.[1]. Группу слабых грунтов составляют грунты, имеющие низкую несущую способность, соответственно и высокую способность к деформациям [2]. Грунты такой группы обычно не применяют в качестве естественных оснований, они требуют дополнительных мероприятий по укреплению и относятся уже к искусственно улучшенным основаниям.

Укрепление грунтов и их стабилизация является технологически новым подходом к строительному производству. Проведение данных мероприятий заключается в том, чтобы создать прочную основу под строительной площадкой, и тем самым повысить несущую способность грунтового основания. Наиболее распространенные слабые грунты – глины, суглинки, супеси. Они имеют достаточно высокую влажность ($w > 0,5$) [1], большую пористость ($e > 1$) [1]. Модуль деформации таких грунтов колеблется от 1 до 10 МПа, при этом присутствует низкая водопроницаемость. При вибрационных воздействиях, прочность начинает снижаться и проявляются тиксотропные свойства. Тиксотропия в свою очередь является процессом разжижения грунта, что последний теряет несущую способность и переходит в текучее состояние, так как грунт является трехфазной системой, состоящей из твердых частиц, воды и газа, соответственно происходит разрушение его структуры и происходит смещение частиц [2].

Для того, чтобы повысить несущую способность грунтов, необходимо применить наиболее выгодный метод укрепления для их стабилизации. Существуют основные методы и способы укрепления [1]: механический, химический и физический.

Механический способ усиления основания выгоднее предпринимать при новом строительстве. Составляющими данного способа являются:

- 1) уплотнение:
 - а) пригрузка;
 - б) вибрирование: - поверхностное, - глубинное;

- в) трамбование: - механизированное, - ручное;
 - г) взрывы: - подводные,
- глубинные;
 - 2) использование волокнистых материалов:
 - а) геосинтетики: - геотекстиль:
 - тканый,
 - нетканый: □ геокомпозит:
 - одноосный,
 - двухосный;
 - геосетка:
 - одноосная,
 - двухосная;
 - георешетки;
 - геоматрицы;
 - б) случайно распределенные волокна: - натуральные,
- искусственные,
- минеральные;
- 3) укрепление набивными сваями:
 - а) буронабивные,
 - б) вибротрамбованные,
 - в) бурозавинчиваемые,
 - г) песчаные.

Физический способ находит отличное применение при водонасыщенных грунтах. Представленный способ усиления включает в себя:

- 1) термическое закрепление:
 - а) горячим воздухом,
 - б) обжигаемым топливом;
- 2) замораживание;
- 3) оттаивание:
 - а) естественное,
 - б) искусственное: - глубинное, - поверхностное;
- 4) электроосмос;
- 5) замачивание;
- 6) понижение УГВ:
 - а) легкими иглофильтрами,
 - б) эжекторными иглофильтрами,
 - в) вакуумный метод,
 - г) глубинное понижение.

Суть химического способа заключается в введении в основание инъекторами через скважины специального вяжущего вещества, которое скрепляет частицы грунта между собой. Этот способ укрепления состоит из следующих методов:

- 1) силикатизация:
 - а) однорастворная,
 - б) двухрастворная,
 - в) газовая;
- 2) использование энзимов;
- 3) смолизация;
- 4) струйная цементация:
 - а) однокомпонентная,
 - б) двухкомпонентная,
 - в) трехкомпонентная;
- 5) укрепление грунта по плоскости:
 - а) смешивание с природными гранулами,
 - б) смешивание с минеральными вяжущими,
 - в) смешивание с органическими вяжущими;
- б) битумизация:
 - а) горячая,
 - б) холодная.

В заключение можно сказать, что любой из выше представленных методов усиления грунтов, способствует повышению несущей способности основания, но при этом каждый имеет как преимущества, так и недостатки. На выбор метода укрепления грунтов влияют не только геологические факторы застраиваемой территории, но и экологические, экономические, а также рациональный выбор способа помогает сократить затраты и сроки строительства.

Библиографический список

1. Болдырев, Г. Г. Механика грунтов. Основания и фундаменты: учебное пособие / Г. Г. Болдырев, М. В. Малышев. – Пенза : ПГУАС, 2009. – 412 с.
2. Стабилизация грунтов методом «Холодного ресайклинга» в условиях многолетнемерзлых грунтов для обустройства нефтегазовых месторождений / В. А. Горьков [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 7. – С. 20-24.

Строительство промышленных дорог в сложных геологических условиях с применением геостила

Козеева М.Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для преобразования строительной индустрии ежедневно ведутся разработки, касающиеся строительных материалов и конструкций, способных облегчить и ускорить темпы строительства. Возведение любого сооружения, а также строительство дорог в сложных геологических условиях требует особого внимания со стороны безопасности и качества новых техно-

логий, позволяющие обеспечить долговечность того или иного сооружения [2]. В данной статье рассматривается вариант строительства дорог в сложных геологических условиях с последующей заменой промысловых лежневых дорог, с целью экономии древесины.

К сложным геологическим условиям относятся болота I, II и III типов, где строительство промысловых дорог требует большого количества древесины для создания основания земляного полотна. При строительстве автодорог в районах, где данный материал не доступен, требуется большой объем грузоперевозок. Лежневая дорога – это временный переезд, представляющий собой сооружение из стволов деревьев. Данный тип дорог безусловно простой, способный обеспечить доступность к объекту, но не долговечный. Для строительства 1 км лежневой дороги требуется в среднем 1 гектар леса, а также расход древесины на строительство 1 км такой дороги на болоте может достигать до 3-4 тыс. м³. Вырубка деревьев может приводить к заболачиванию территорий. Для обеспечения древесиной приходится вырубать просеку шириной до 15-20 м при ширине дороги всего 6 м. К недостаткам строительства лежневой дороги можно отнести и сроки строительства, которые приходятся на 1 км дороги от 10 дней до 1 месяца. Недолговечность таких дорог подтверждается сроком службы без периодического ремонта 3-5 лет.

Компанией ООО «Фрактал», которая специализируется на научно-исследовательских разработках и производстве конструкций из композитных материалов для нужд нефтегазовой отрасли, в частности для строительства подъездных дорог на участках со сложными геологическими условиями, такими как болота I, II и III типов. Данной компанией совместно со строительными компаниями нефтегазовой отрасли, с применением сертифицированных материалов и современных технологий, был разработан принципиально новый подход к строительству дорог - такой материал как геостил. Данное дорожное основание выполнено из линейного полиэтилена низкой плотности, который представляет собой конструкцию, состоящую из:

1) основных секций (рисунок 1), толщиной стенки 4 мм, массой 25 кг, объемом 0,14 м³

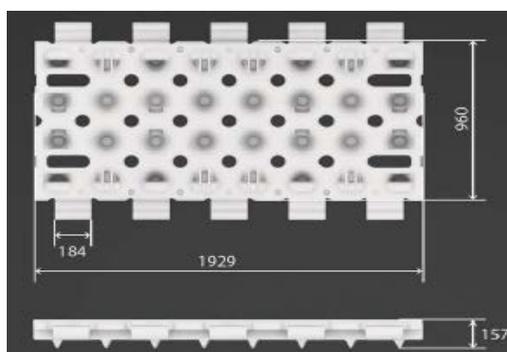


Рисунок 1. Основная секция составной части дорожного основания

2) концевых секций (рисунок 2), толщиной стенки 4мм, массой 14 кг, объемом 0,07м³

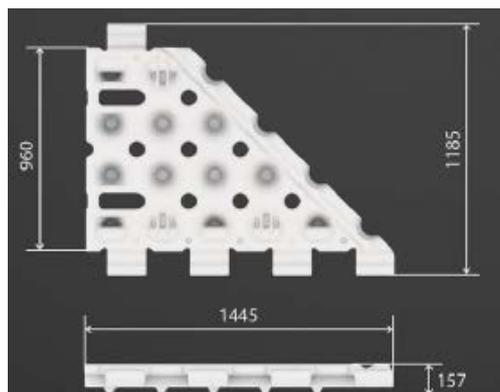


Рисунок 2. Концевая секция составной части дорожного основания

3) бортов, (рисунок 3), толщиной стенки 4мм, массой 9 кг, объемом 0,06м³



Рисунок 3. Борт составной части дорожного основания

Для соединения всех составных частей между собой, используются соединительные костыли, толщиной стенки 3,5мм, высотой 208мм.

Для возведения дорожного полотна 1 км дороги требуется не более 3-х дней, что в 3 раза быстрее применения древесины. Секции позволяют легко масштабировать дорожное полотно до необходимых размеров. Не-высокий вес изделий – дает возможность монтажа основания автодороги без применения грузоподъемных механизмов. Сборка всех элементов может быть произведена двумя рабочими. Панелями геостила были пройдены успешные испытания в условиях, значительно превышающих реальные нагрузки тяжелой техникой на дорожное основание. Испытание прочности дорожной одежды с применением слоя геостила, показывающие надежность конструкции при максимальных нагрузках во время эксплуатации дороги, были проведены в виде тестов:

- на давление, где максимальное отклонение исходной геометрии при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нагрузке 7000 кг, не превысило 30мм. Возникающие при этом напряжения не приводят к разрушению панели;

- на разрыв основного зацепления, где пороговое значение для тестируемого фрагмента составило 850 кг, следовательно, для штатного зацепления двух целых панелей при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, потребуется усилие 1100 кг;

- на выламывание основного зацепления, где максимальное отклонение исходной геометрии при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нагрузке 100 кг, не превысило

75мм. Возникающие при этом напряжения не приводят к разрушению панели;

- на срез элемента торцевого зацепления, где максимальное отклонение исходной геометрии при $t = 20^{\circ}\text{C}$ и при нагрузке 200 кг (на два костыля), деформация костылей не превысила 15мм вне зависимости от угла их наклона вокруг собственной оси.

Производство геостила отвечает современным стандартам качествам таким как: автоматизированная линия, высокопроизводительное оборудование, программный контроль качества. Модули геостила выполняются из линейного полиэтилена низкой плотности и отливаются в специально изготовленных формах. Панели геостил легко транспортируются и компактны при складировании.

Библиографический список

1. Бурмистрова, О. Н. Применение геосинтетических и геопластиковых материалов в дорожном строительстве: учебное пособие / О. Н. Бурмистрова, М. А. Воронина. – Ухта: УГТУ, 2012. – 118 с.

2. Стабилизация грунтов методом «Холодного ресайклинга» в условиях многолетнемерзлых грунтов для обустройства нефтегазовых месторождений / В. А. Горьков [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 7. – С. 20-24.

Лабораторные исследования распределения механических характеристик стали по сечению гнутого тонкостенного профиля

Корсун Н.Д., Простакишина Д.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одним из перспективных направлений развития отрасли стального строительства на сегодняшний день является строительство с применением тонкостенных холодногнутых профилей. Преимущества данной технологии заключаются в энергоэффективном производстве конструкций, а также в возможности быстрого монтажа без влияния фактора сезонности.

Оценка реального поведения тонкостенных конструкций связана с учетом ряда характерных факторов, непосредственно влияющих на их работу, в связи с чем использование данных профилей на территории России регламентировано отдельным нормативным документом [1]. Однако, Свод правил [1] не облегчает процесс проектирования, а экспериментальный метод является основным методом, который позволяет достоверно оценивать работу конструкций. В частности, наличие зон упрочнения стали по сечению холодногнутого профиля является фактором, учет которого необходимо производить экспериментальным путем с последующей статистической обработкой данных, что приводит к значительному удорожанию процесса проектирования и затрудняет развитие данной отрасли строительной

индустрии. Вместе с тем, изыскание дополнительных ресурсов несущей способности тонкостенных элементов возможно за счет учета фактического упрочнения стали элементов жесткости и отдельных участков сжатой зоны сечения элемента, где допускается развитие пластических деформаций [2].

Немногочисленными исследованиями, проведенными во второй половине XX века отечественными учеными [3, 4, 5], подтверждается наличие упрочнения стали в зонегиба на 40 – 60% и на 15 – 20% в прилегающей зоне на участках шириной $(3 - 6)t$, где t – толщина листа.

В лаборатории кафедры «Строительные конструкции» Тюменского индустриального университета проведена серия испытаний на образцах стали толщиной 2,5 мм из холодногнутого сигма-профиля. Согласно программе эксперимента, сечение профиля было разделено на характерные зоны (Рис.1).

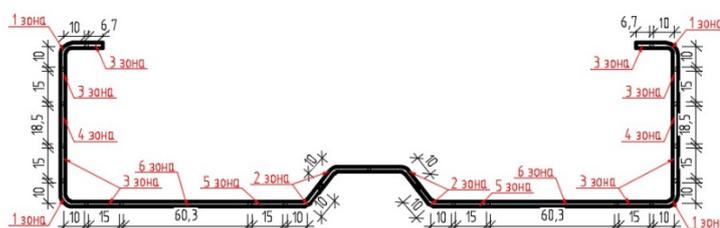


Рисунок 1. Характерные зоны сечения для учета механических свойств материала

Испытания образцов проводились двумя методами:

– косвенный метод, который заключается в определении механических свойств стали путем измерения твердости поверхности по шкале Бринелля портативным твердомером ЭЛИТ-2Д на цельных фрагментах образцов сигма-профилей, с предварительно очищенной от цинкового покрытия внешней поверхностью и заполненных внутри тяжелым бетоном, что обеспечивает массивность испытываемого образца (Рис. 2а);

– прямой метод испытания стальных полос шириной 15 – 30 мм, длиной 180 – 220 мм, вырезанных из фрагмента сигма-профиля вдоль проката (Рис. 2б), на разрывной машине И1147М-50-01-1.



Рисунок 2. Образцы для испытаний: а) образец из цельного фрагмента сигма-профиля для испытания методом твердометрии; б) образцы стальных полос

На данном этапе эксперимента авторами испытано более 150 образцов прямым методом, а также получено необходимое количество результатов для статистической обработки косвенным методом, также произведена предварительная статистическая обработка для характерных зон №1, 3, 6.

Значения твердости поверхности образцов зоны №1 варьируются в пределах НВ=195 – 228, зоны №3 НВ=182 – 200, зоны №6 НВ=175 – 199.

Значения пределов текучести и временного сопротивления варьируются в пределах $\sigma_{0,2} = 470 - 525$ МПа, $\sigma_u = 500 - 540$ МПа для зоны №1, $\sigma_{0,2} = 420 - 475$ МПа, $\sigma_u = 460 - 500$ МПа для зоны №3, $\sigma_{0,2} = 370 - 420$ МПа, $\sigma_u = 440 - 510$ МПа для зоны №6.

Таким образом, предварительные результаты испытаний обоими методами подтверждают наличие зон упрочнения стали. В местахгиба (зона №1) увеличение минимального значения временного сопротивления составило 19%, условного предела текучести 34%. На участках, прилегающих к зонамгиба (зона №3), увеличение минимального значения временного сопротивления составило 10%, а условного предела текучести 20%. Приращения минимальных значений механических свойств стали на прямолинейных участках (зона №6) незначительны.

Дальнейшей перспективой развития данного исследования стальных тонкостенных профилей является учет развития пластических деформаций в сжатой зоне сечения с учетом упрочнения материала по линиямгиба.

Библиографический список

1. Конструкции стальные тонкостенные из холодногнутой оцинкованной профили и гофрированной листов. Правила проектирования : СП 260.1325800.2016 : утв. Минстрой России 03.12.16 : ввод. в действие с 04.06.17. – Москва, 2016. – 124 с.

2. Конструкции стальные. Правила проектирования : СП 294.1325800.2017 : утв. Минстрой России 31.05.17 : ввод. в действие с 01.12.17. – Москва, 2017. – 166 с.

3. Расчет на прочность гнутых профилей с учетом упрочнения / К. Н. Богоявленский [и др.] // Обработка металлов давлением. – 1961. – № 1 – С.83-89.

4. Определение несущей способности стержней из гнутых профилей при упругопластических деформациях / В. М. Дерьковский [и др.] // Прикладные проблемы прочности и пластичности. Статика и динамика деформируемых систем. – 1982. – № 1 – С. 107-111.

5. Изменение механических свойств в процессе профилирования / И. С. Тришевский [и др.] // Механические свойства гнутых профилей проката. – 1977. – № 1 – С. 58-61.

Анализ влияния отклонений от проектных решений на надежность кирпичной кладки

Корсун Н.Д., Милимбаева С.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для анализа влияния отклонения от проектных решений на надежность кирпичной кладки был проведен аналитический расчет на внецентренное сжатие в соответствии с СП 15.13330.2012 [1].

Объектом исследования был выбран участок несущей стены (рисунок 1) из облегченной кирпичной кладки типа Д-69 с уширенным швом 60 мм по серии 2.130-8 выпуск 1 [2].

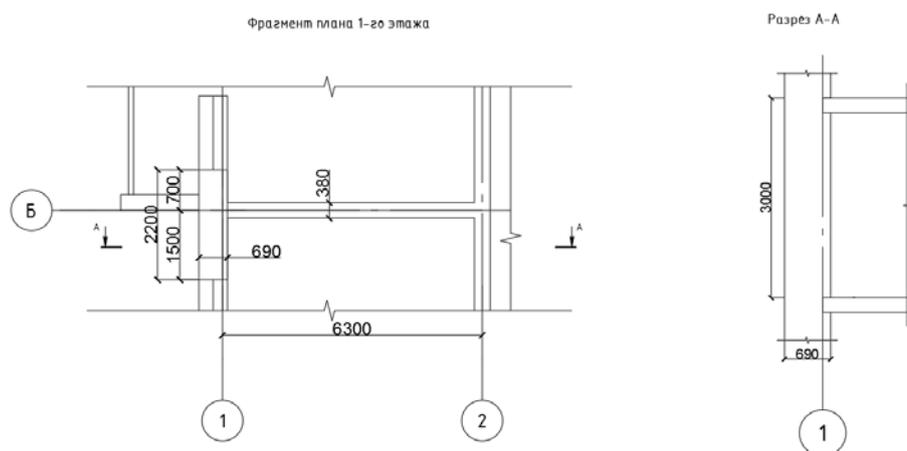


Рисунок 1. Фрагмент плана 1-го этажа, разрез А-А

Материал кладки – керамический пустотелый утолщенный кирпич по ГОСТ 530-2012 [3]. В утолщенном шве предусмотрена теплоизоляция из пенополистирола. По высоте облицовочная верста перевязывается каждым четвертым рядом кладки с дополнительным армированием.

Для оценки влияния отклонения от проектных решений на надежность кирпичной кладки были приняты две расчетные ситуации:

1) конструктивные решения объекта исследования соответствуют проектным: наружные стены здания предусмотрены из керамического пустотелого утолщенного кирпича марки по прочности М150, на растворе М100 (нижний этаж) и М75 (верхний этаж). По высоте облицовочная верста перевязывается каждым четвертым рядом кладки с дополнительным армированием (рисунок 2);

2) фактические конструктивные решения объекта исследования согласно отчету об обследовании [4]: наружные стены здания выполнены из керамического пустотелого утолщенного кирпича марки по прочности М200, что превышает проектную прочность; прочность кладочного раствора соответствует прочности М50 (нижний этаж) и М25 (верхний этаж), что ниже проектного значения. По высоте облицовочная верста перевязывается каждым четвертым рядом кладки с дополнительным

армированием. В кладке пилона лоджии армирование отсутствует (рисунок 3).

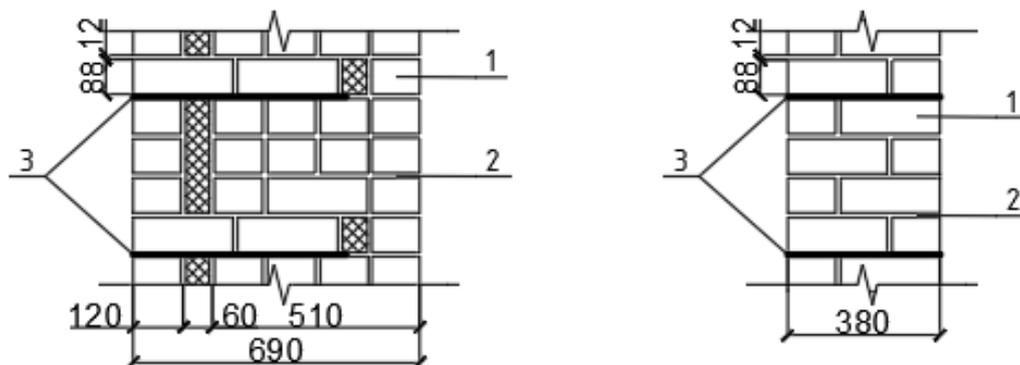


Рисунок 2. Фрагмент облегченной кирпичной кладки (первая расчетная ситуация): 1 – Керамический пустотелый утолщенный кирпич; 2 – строительный раствор; 3 – арматурные сетки

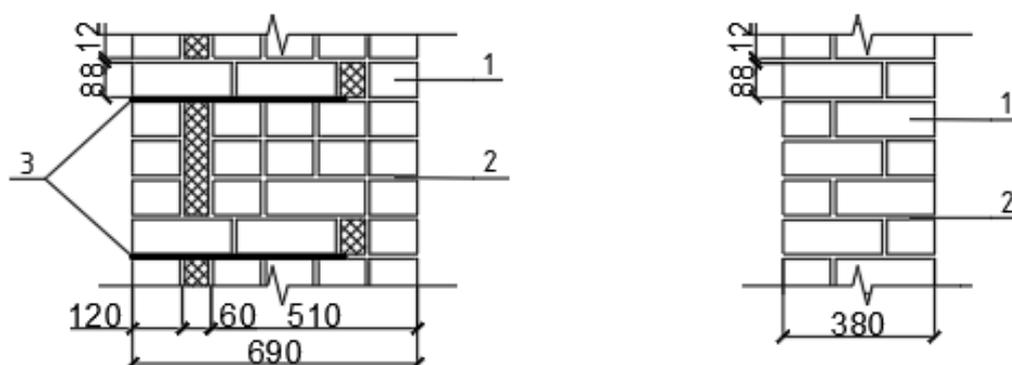


Рисунок 3. Фрагмент облегченной кирпичной кладки (вторая расчетная ситуация): 1 – Керамический пустотелый утолщенный кирпич; 2 – строительный раствор; 3 – арматурные сетки

Для двух расчетных ситуаций определены расчетное сопротивление кладки R и ее несущая способность N_u в сечениях простенка и пилона в уровне 1-го и 10-го этажа. Результаты аналитического расчета представлены в таблице 1.

На основании поверочных расчетов кладки в уровне нижнего и верхнего этажей с учетом проектных и фактических характеристик кладки, принятых по объекту обследования, можно сделать вывод, что несущая способность обеспечивается во всех случаях. Однако присутствует снижение расчетного сопротивления кладки простенков и пилонов на 11-15%. При этом запас по теоретической несущей способности уменьшился у простенка 1-го этажа на 7%, 10-го этажа – на 4%, у пилонка 1-го этажа – на 30% и у пилонка 10-го этажа – на 18%.

Результаты аналитического расчета

Элемент	Нагрузка N , кг	Первая расчетная ситуация			Вторая расчетная ситуация		
		R , кг/см ²	N_u , кг	Запас, %	R , кг/см ²	N_u , кг	Запас, %
Простенок 1-го этажа	229252	18	269925	15	16	249630	8
Простенок 10-го этажа	22860	14	99295	77	12	85021	73
Пилон 1-го этажа	70315	18	171124	59	16	98694	29
Пилон 10- го этажа	11728	14	112180	90	12	41260	72

Полученные результаты подтверждают существенное влияние отступлений от проектных решений по прочностным характеристикам материалов на несущую способность кладки, особенно в уровне нижних этажей.

Следует отметить, что качество выполнения кладки также существенно влияет на ее несущую способность. Согласно исследованиям, проведенным в ЦНИИСК им. В.А. Кучеренко [5], отсутствие перевязки рядов кладки снижает несущую способность до 25%, отсутствие заполнения раствором вертикальных швов – до 10%, увлажнение и насыщение водой кладки – до 15%, наличие трещин в кладке до 100%.

Следовательно, совокупность факторов несоответствия материалов кладки по прочности и низкого качества производства работ критически влияют на надежность кирпичной кладки.

Библиографический список

1. СП 15.13330.2012. Каменные и армокаменные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-22-81* // Минрегионразвития РФ. – Москва: ОАО «ЦПП», 2012. – 86 с.
2. Серия 2.130-8. Детали многослойных кирпичных и каменных наружных стен жилых и общественных зданий. Выпуск 1: Рабочие чертежи. – Введ. 1988-06-01. – Москва : ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 71 с.
3. ГОСТ 530-2012. Кирпич и камни керамические. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 530-2007; введ. 2013-07-01. – Москва: Изд-во стандартов, 2013. – 31 с.
4. Техническое обследование надземной части многоквартирного жилого дома [Рукопись] : Тюмень, 2018. – 25 с.
5. Рекомендации по обследованию и оценке технического состояния крупнопанельных и каменных зданий / ЦНИИСК им. В. А. Кучеренко. – Москва, 1988. – 57 с.

Методика и алгоритм расчета полей напряжений в составном сечении из тонкостенных профилей

Корсун Н.Д., Тякин Д.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Методика и алгоритм расчета стальных тонкостенных конструкций основан на аналитическом методе редуцированного сечения, изложенном как в отечественных, так и в зарубежных нормативных документах [1, 2], и показан на примере образца из двух спаренных сигма-профилей высотой сечения 300 мм из стали толщиной 2,0 мм (рисунок 1). Геометрические характеристики полного сечения представлены в таблице 1.

Материал – сталь 350 согласно ГОСТ Р 52246-2016 [3].

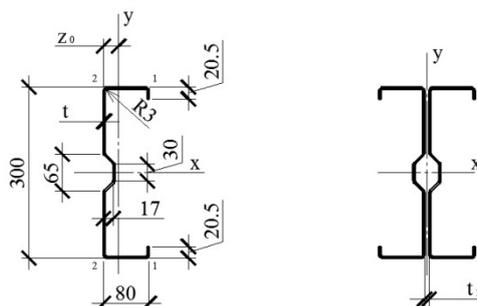


Рисунок 1. Геометрические размеры сигма-профиля и форма составного сечения

Таблица 1

Геометрические характеристики полного сечения

$A, \text{см}^2$	$W_y, \text{см}^3$	$W_x, \text{см}^3$	$I_y, \text{см}^4$	$I_x, \text{см}^4$
20,03	28,36	167,34	226,88	2510,05

Нагружение выбранного элемента принято внецентренным, что обусловлено действительными условиями его работы в составе рамы рамно-связевого каркаса здания. Значения внешних нагрузок были приняты следующими: $N = 160 \text{ кН}$, $M = 18 \text{ кН}\cdot\text{м}$.

Для проведения расчета использовался программный комплекс КТС-САПР. Распределение нормальных напряжений в полном сечении приведено на рисунке 2. Максимальные сжимающие напряжения составили 179 МПа, растягивающие – 23 МПа.

Редуцированные характеристики тонкостенного сечения определяются в несколько шагов:

1. Определяется эффективное сечение элемента, учитывая местную потерю устойчивости и наличие краевых и промежуточных элементов жесткости. Эффективные геометрические характеристики определяются согласно табл. 7.2 [1]. Учет потери устойчивости сечения ведется путем

редуцирования геометрических характеристик, умножая их на коэффициент редукиции согласно п.7.3.1.7 [1].

2. Определяется критическое напряжение $\sigma_{cr,s}$ при потере устойчивости согласно п.7.3.3.5 [1].

3. Определяется коэффициент снижения несущей способности χ_d согласно п.7.3.2.9 [1].

4. Определяется эффективная площадь сечения профиля с учетом коэффициента снижения несущей способности согласно п.7.3.2.10 [1].

5. Определяется уменьшенная толщина элемента жесткости согласно п.7.3.2.11 [1].

6. Итерация расчета с выполнением следующего условия согласно прил.Б [1]:

$$\chi_{d,n} \leq \chi_{d,(n-1)} \quad (1)$$

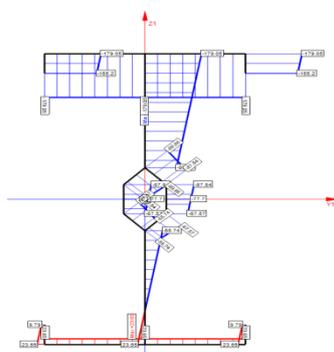


Рисунок 2. Распределение нормальных напряжений в полном сечении

В ходе расчета были получены следующие геометрические характеристики эффективного сечения (таблица 2).

Таблица 2

Геометрические характеристики эффективного сечения

$A, \text{ см}^2$	$W_{eff,y}, \text{ см}^3$	$W_{eff,x}, \text{ см}^3$	$I_{eff,y}, \text{ см}^4$	$I_{eff,x}, \text{ см}^4$
6,34	16,91	21,64	135,3	540,94

Схемы эффективного сечения и распределения нормальных напряжений в сечении приведены на рисунках 3, 4. За счет исключения из работы части сечения максимальные сжимающие напряжения в эффективном сечении составили 718 МПа, минимальные сжимающие напряжения – 65 МПа, растягивающие напряжения отсутствуют.

Сопоставление геометрических характеристик полного и эффективного сечения показывает, что площадь сечения, включаемого в работу, составляет 32% от полного сечения, момент сопротивления сечения относительно оси x – 13%, момент сопротивления сечения относительно оси y –

60%, момент инерции сечения относительно оси x – 22%, момент инерции сечения относительно оси y – 60%. Следовательно, наихудшим образом редуцированное сечение работает на устойчивость в плоскости наименьшей жесткости.

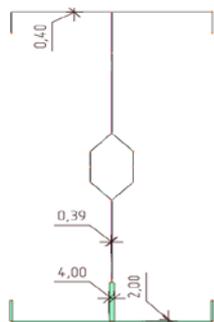


Рисунок 3. Эффективное сечение

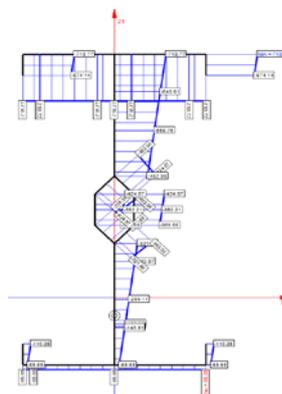


Рисунок 4. Эпюра напряжений в эффективном сечении

Сопоставление полей напряжений в полном и эффективном сечении показывает, что прирост напряжений составляет 400%, следовательно, предел несущей способности наступает задолго до расчетного нагружения элемента.

Библиографический список

1. СП 260.1325800.2016. Конструкции стальные тонкостенные из холодногнутого оцинкованного профиля и гофрированных листов / Минстрой России. – Москва, 2016. – 124 с.
2. Eurocode 3: Design of steel structures. Part 1-3: General rules. Supplementary rules for cold-formed members and sheeting. Ref. No. EN 1993-1-3:2006. – Brussels: European Committee for steel construction, 2006. – 125 с.
3. ГОСТ Р 52246-2016. Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия. – Москва : Стандартинформ, 2016. – 39 с.

Допуски СРО для персонала заказчика

Набоков А.В., Шекляев С.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Саморегулируемые организации (СРО) появились 1 января 2010 г. Все ранее выданные лицензии на строительство аннулировались. С этого момента можно заниматься строительством только лишь членам СРО либо с получения от них допуска на производство соответствующих работ.

СРО – это некоммерческая организация, основанная на членстве юридических лиц и (или) индивидуальных предпринимателей, сведения о которых внесены в государственный реестр саморегулируемых организа-

ций [1]. В России деятельность СРО регулирует Федеральный закон от 01.12.2007 № 315-ФЗ «О саморегулируемых организациях» [2].

Для получения статуса СРО к некоммерческому партнерству предъявляются следующие требования:

- необходимо включать в себя не менее 100 индивидуальных предпринимателей и юридических лиц;
- необходимо определить и утвердить правила и различные стандарты для ведения профессиональной или предпринимательской деятельности;
- необходимо сформировать компенсационный фонд – на каждого члена не менее 1 млн. руб., а также не менее 300 тыс. руб. в случае страхования гражданской ответственности перед третьими лицами.

Если все требования соблюдены, некоммерческое партнерство обращается в Федеральную службу по экологическому, технологическому и атомному надзору - Ростехнадзору. Именно Ростехнадзор и осуществляет формирование государственного реестра саморегулируемых организаций. Также он занимается регулированием, контролем и надзором за деятельностью СРО в сфере строительства.

Саморегулируемая организация выполняет следующие функции:

- разрабатывает и устанавливает требования к членам для вступления в СРО;
- принимает меры дисциплинарного воздействия в отношении своих участников;
- образует третейские суды для разрешения споров, возникающих между членами СРО, а также между потребителями услуг в соответствии с законодательством о третейских судах;
- анализирует деятельность своих членов на основании информации предоставленной ими в СРО в форме отчетов;
- предоставляет интересы членов СРО в их отношениях с органами государственной власти и органов местного самоуправления;
- организует профессиональное обучение и аттестацию работников;
- обеспечивает информационную скрытность деятельности своих членов.

Основные источники финансирования деятельности саморегулируемых организаций:

- членские взносы;
- услуги по обучению и аттестации работников;
- услуги по организации третейских судов.

СПР в области строительства в обязательном порядке должна сформировать компенсационный фонд возмещения вреда, а также компенсационный фонд для обеспечения договорных обязательств.

Чтобы строительным организациям или индивидуальным предпринимателям иметь возможность производить некоторые виды работ, зако-

нодательством предусмотрено получение свидетельства о допуске, которое выдается СРО и получить которое можно только лишь соответствуя следующим требованиям, предъявляемым согласно действующему законодательству, стандартам и правилам СРО:

- сотрудники строительной организации должны иметь образование, соответствующее виду выполняемых работ;
- индивидуальный предприниматель должен иметь высшее профессиональное образование и стаж работы по профессии не менее пяти лет для выполнения некоторых видов работ;
- не менее трёх работников должны иметь высшее профессиональное образование (стаж работы – не менее трёх лет) или не менее пяти – среднее профессиональное образование (стаж работы – не менее пяти).
- повышение квалификации сотрудников должно быть организовано не реже, чем один раз в пять лет.
- необходимо иметь необходимое имущество для производства некоторых видов работ;
- необходимо иметь положительное заключение по завершению проверки юридического лица или индивидуального предпринимателя.

Основные документы, которые необходимо включить в пакет для вступления в СРО:

- учредительные документы, устав, ИНН и др.
- сведения об имуществе организации, в том числе договоры аренды техники и оборудования;
- кадровая организация: дипломы сотрудников, сертификаты о повышении квалификации, копии трудовых книжек и др. Не менее двух специалистов должны быть внесены в реестр НОСТРОЙ.

Национальное объединение строителей (НОСТРОЙ) создано решением съезда СРО от 10 ноября 2009 г. Оно необходимо для объединения саморегулируемых организаций.

На данный момент саморегулирующих организаций насчитывается очень много, но темп сокращения количества их членов крайне высок. Согласно статистике Национального объединения строителей «НОСТРОЙ» на 26 ноября 2018 г. в России насчитывается 225 саморегулируемые организации только в области строительства в 74 субъектах РФ [3].

Сокращение времени производства и стоимости всех административных процедур ведется во всех цивилизованных странах, в том числе и России.

Ключевой показатель улучшений в данной сфере – это рейтинг Группы Всемирного Банка по благоприятности условий ведения бизнеса (Doing Business), благодаря которому можно отслеживать прозрачность и эффективность норм регулирования предпринимательской деятельности.

Применение на практике лучших примеров регулирования на региональном уровне может существенно улучшить деловую среду в Россий-

ской Федерации. Например, с марта 2015 г. Для упрощения прохождения экспертизы, в ГАУ ТО «Управление государственной экспертизы проектной документации» была внедрена возможность подачи документов в электронном виде, тем самым уменьшив срок выдачи градостроительного плана земельного участка во всех муниципальных образованиях Тюменской области с 30 до 17 дней .

Переход строительства от лицензирования к саморегулированию – очень важный шаг в сторону развития страны. Со временем это может вылиться в благоприятную среду для более тесного взаимодействия органов государственной власти и органов местного самоуправления со строительными организациями, а также способствует увеличению ответственности, полномочий и компетенции СРО [4].

Библиографический список

1. Все о саморегулировании [Электронный ресурс] // Информационный портал. – Режим доступа: [http:// www.all-sro.ru](http://www.all-sro.ru).
2. О саморегулируемых организациях: федеральный закон Рос. Федерации от 01 дек. 2007 г. №315-ФЗ // Российская газета. – 2007. – 6 дек.
3. Национальное объединение строителей «НОСТРОЙ [Электронный ресурс] // Информационный портал. – Режим доступа: <http://www.nostroy.ru>.
4. Локтионов, Ю. В. От лицензирования – к саморегулированию / Ю. В. Локтионов // Алгоритм безопасности. – 2009. – № 3. – С. 6-8.

Разрешительная документация на объекты строительства

Набоков А.В., Шекляев С. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В Российской экономике строительная отрасль несомненно занимает немаловажную позицию. Значительный срок достижения целей проекта – ключевая особенность реализации инвестиционно-строительных проектов. Это связано с определенной спецификой строительства как процесса. Затянутые сроки реализации проекта ведет к торможению развития экономики государства.

Получение разрешения на строительство является одним из основных факторов, влияющих на инвестиционную среду проекта, а также важнейшим этапом процесса его реализации. Сроков временного интервала на его подготовку нет, что является проблемой, ведь это сказывается на сроках строительства в сторону увеличения.

Разрешение на строительство – это документ, позволяющий выполнять застройку участка, строительство, реконструкцию зданий и сооружений. Порядок его получения регламентируется действующим законодательством и нормативными актами. Градостроительный кодекс Российской

Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ [1] определяет сроки, а также стоимость получения.

Этапы сбора исходно разрешительной документации (ИРД) (Рисунок 1):

- полный комплект правоустанавливающих документов на земельный участок с согласованием со всеми заинтересованными организациями размещения на нём будущего объекта (договор аренды па земельный участок, кадастровый паспорт, содержащий в себе всю основную информацию о данном земельном участке и выдается Росреестром) [2].
- предпроектные решения, направленные на утверждение проекта планировки территории (ППТ) для зоны проектируемого объекта (необходимо для получения градостроительного плана земельного участка). ППТ содержит основные показатели, с помощью которых можно сделать вывод о инвестиционной привлекательности проекта.
- градостроительный план земельного участка (ГПЗУ), который выполняет информативную функцию и содержит в себе информацию об основных параметрах проектируемого объекта и строительных ограничений, предъявляемых к нему. Также указываются границы земельных участков. Данный документ является одним из основным на пути к началу проектирования и дальнейшего получения необходимой документации.
- ситуационный план – это схема с указанием на ней проектируемого участка, красной линией, границ охранных зон, границ земельных участков;
- инженерно-топографический план с указанием существующих инженерных подземных и наземных коммуникаций;
- инженерные изыскания для изучения природных условий и возможности техногенного воздействия. Это необходимо для того, чтобы в проектной документации предусмотреть более рациональные и безопасные решения;
- подготовка технических условия (ТУ) на подключение к сетям инженерно-технического обеспечения;
- концепция проекта и проектная документация, разрабатываемая выбранной проектной организацией с положительным заключением экспертизы.

После прохождения всех этапов, у Заказчика есть возможность получить разрешение на строительство. Для его получения необходимо подать заявление на выдачу разрешения на строительство в Госстройнадзор. К заявлению также прикладываются положительное заключение проектной документации, градостроительный план земельного участка, правоустанавливающие документы на земельный участок.



Рисунок 1. Схема процедуры получения разрешения на строительство

Получение исходно - разрешительной документации на строительство требует определенных вложений и несет с собой значительные затраты на:

- разработку проектной документации;
- аренду или приобретение земельного участка;
- топографическую съемку и проверку проложенных на данном земельном участке инженерных коммуникаций;
- подключение к существующим сетям (водоснабжения, канализации, электроснабжения, газоснабжению и др.)
- оформление документов [3].

Основными участниками получения ИРД являются следующие лица:

- заказчик;
- технический заказчик;
- генеральный проектировщик;
- органы государственной власти;
- компании, ответственные за сети инженерно-технического обеспечения;
- саморегулирующие организации (СРО) в сфере строительства, проектирования и инженерных изысканий;
- другие негосударственные организации.

Собирать ИРД может Заказчик строительства, а также любое другое уполномоченное физическое или юридическое лицо (Технический Заказчик). Оформление ИРД и получение разрешения на строительство не требуется только лишь в случаях, которые предусмотрены со ст.1 ГК РФ.

Для повышения эффективности работы различных государственных органов, задействованные в рассматриваемом процессе, необходимо пе-

рейти в большей части на дистанционную работу с физическими и юридическими лицами [4]. Также следует внедрить унифицированные центры, которые позволят получать ИРД без возможности двойных согласований, других ошибок и процессов, продлевающие сроки реализации проектов.

Библиографический список

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации: федеральный закон Рос. Федерации от 29 декабря 2004 г. N 190-ФЗ // Российская газета. – 2004. – 30 дек.

2. О некоторых путях оптимизации процесса получения исходно-разрешительной документации в строительстве/ П. П. Корнилов [и др.] // Российское предпринимательство. – 2012. – № 18(240). – С. 105-110.

3. Исакина, Е. Н. Учет расходов на строительство [Электронный ресурс] // Налоговый вестник. – 2009. – № 8. – Режим доступа: nalvest.ru/nv-articles/detail.php?ID=32811.

4. Фокина, О. В. Влияние получения разрешительной документации на инвестиционный климат проекта [Электронный ресурс] / О. В. Фокина, А. Н. Коркишко // Инженерный вестник Дона. – 2017. – № 2. – Режим доступа:

http://www.ivdon.ru/uploads/article/pdf/IVD_150_fokina_korkishko.pdf_86a813f22d.pdf.

Необходимость организационно-управленческого анализа для повышения результатов деятельности организации ООО «ПСК «ТСМ»

Некрасова И.Ю., Меллер Н.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Организационно-управленческий анализ предназначен для изучения текущего состояния системы управления компанией. ООО «ПСК «ТСМ» является целостным объектом управления, направления деятельности общества не являются взаимоисключающими и неразрывно связаны друг с другом. Любое направление реализует несколько линейных подразделений организации, поэтому связь между ними взаимообусловленная, они также связаны с функциональными подразделениями организации. В целом в ООО «ПСК «ТСМ» применяется линейно-функциональная структура управления. Оценка фактической организационной структуры управления предполагает расчет показателей, которые делятся на две группы: показатели первого порядка (первичные) и показатели второго порядка (вторичные) [1]. Показатели первого порядка (первичные) и показатели второго порядка (вторичные) количественные показатели представлены в таблице 1.

Таблица 1

Количественные показатели оценки фактической организационной структуры управления ООО «ПСК «ТСМ»

Категория персонала	1 год	2 год	3 год
Показатели первого порядка количественные показатели			
1 Среднесписочная численность работников всего, в том числе(чел)	1431	1395	1389
Служащие	331	305	389
специалисты	226	207	296
руководители	105	98	93
Рабочие	1100	1090	1000
2 Доля руководителей в общей численности работников	0,073	0,070	0,067
3 Количество не руководящих кадров, чел	1326	1297	1296
4 Количество уволившихся работников, чел	292	364	319
5 Количество уровней управления, ед	3,00	3,00	3,00
6 Количество подразделений, ед	10	10	10
7 Объем реализованной строительной продукции, работ в денежном выражении, тыс.руб.	3541304	3647724	3980256
Показатели второго порядка количественные показатели			
8 Среднее число подчиненных у одного руководителя, чел	12,63	13,23	13,94
9 Коэффициент структурной напряженности	1,26	1,32	1,39
10 Коэффициент текучести, %	20,41	26,09	22,97
11 Эффективность труда аппарата управления, тыс.руб./чел	33726,70	37221,67	42798,45

На основании рассчитанных показателей таблицы 1, сделаем следующие выводы: среднее число подчиненных у одного руководителя в течение анализируемого периода находится выше нормы. Коэффициент структурной напряженности выше нормы, поэтому структурная напряженность значительна и требуется принимать меры по ее снижению. Текучесть кадров превышает «естественную убыль», что вызывает значительные экономические потери и создает организационные и психологические трудности в коллективе. Показатель эффективности труда аппарата управления увеличивается в анализируемом периоде на 26,9%, что говорит о повышении его эффективности. Анализ типа организационной культуры [2] показал, что в организации пытаются перейти от иерархической культуры, которая характеризуется поддержанием плавного хода деятельности организации,

обеспечивая стабильность, предсказуемость и рентабельность, к адаптивной культуре, для которой характерна концентрация на выполнение определенного проекта или совокупности проектов, с повышением рентабельности до максимально возможного уровня. Также отметим, что комплексная оценка эффективности управления компанией может определяться на основе учета индексов роста (снижения): объема реализации продукции на одного управленческого работника (То); чистой прибыли на одного управленческого работника (Тчп); стоимости основных производственных фондов на одного управленческого работника (Топф); численности основных рабочих в расчете на одного управленческого работника (Тчр). Комплексный показатель эффективности управления (далее КОЭУ) организацией определяется по формуле 1.

$$\text{КОЭУ} = \sqrt[5]{\text{То} * \text{Тчп} * \text{Топф} * \text{Тчр} * \text{Тзуп}} \quad (1)$$

Данный показатель целесообразно модифицировать за счет дополнительного показателя: индекса роста (снижения) затрат на управление (Тзуп), так как этот показатель косвенно характеризует изменения в мотивации труда управленческих работников. Если показатель больше 1, то в организации эффективное управление.

Таблица 2

Комплексная оценка эффективности управления

Показатель	Базовый год	Отчетный год	Темп роста
1. Объем реализации СМР, тыс.руб.	3647724	3980256	109,12
2. Среднегодовая стоимость ОПФ, тыс.руб.	1730051,5	2235265	129,20
3. Среднесписочная численность управленцев, чел	305	389	127,54
4. Себестоимость СМР, тыс.руб.	3212994	3481835	108,37
5. в том числе затраты на управление	72954,48	76605,12	105,00
6. Прибыль от реализации, тыс.руб.	434730	498421	114,65
7. Фондоотдача ОПФ, руб/руб	2,11	1,78	84,36
8. В расчете на 1 работника управления:			
объем реализации строительной продукции, тыс.руб.	11959,75	10232,02	85,55
прибыль от реализации, тыс.руб.	1425,34	1281,29	89,89
стоимость ОПФ, тыс.руб.	5672,30	5746,18	101,30
численность рабочих, чел	1090,00	1000,00	91,74
Коэффициент эффективности управления (4 элемента)			91,95
Коэффициент эффективности управления (5 элементов)			94,42

Расчетные показатели таблицы 2 показали, что за счет значительного снижения объема реализации строительной продукции, работ в расчете на 1 управленца, и прибыли от реализации в расчете на 1 управленца, комплексный показатель эффективности (4 элемента) снизился на 8,05%, комплексный показатель эффективности (5 элементов) снизился на 5,58%, поэтому можно сделать вывод, что контроль за реализацией и производством работ был ослаблен, и требуется планировать комплекс мер, по развитию персонала. В заключении отметим, что в результате организационно-управленческого анализа определяются проблемы и узкие места компании, его организационный и управленческий потенциал, а также при необходимости формируются цели и подходы организационной реструктуризации для повышения результатов ее деятельности.

Библиографический список

1. Масленникова, Е. В. Организационно-управленческий анализ организации. Методические рекомендации по подготовке курсового проекта / Е. В. Масленникова. – Челябинск, изд-во ЧелГУ, 2017. – 29 с.
2. Стеклова, О. Е. Организационная культура: учеб. пособие / О. Е. Стеклова. – Ульяновск: УлГТУ, 2014. – 110 с.

Снижение шума на энергетических объектах в составе инфраструктуры предприятий ТЭК

Плотников А.С., Жилина Т.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В статье представлен материал по снижению шума на энергетических объектах в составе инфраструктуры предприятий ТЭК.

Исследуемый объект – котельная, оборудованная двумя контурами «плавающего пола». Цель работы, изложенной в статье – совершенствование существующих методов снижения показателей шума на примере метода «плавающего пола» [1].

Силы, действующие на механическую систему котельной, весьма разнообразны по роли, которую они играют в процессе передачи вибрации и шума [2]. Наиболее значимые из них: восстанавливающая и диссипативная сила.

Представленная на рисунке 1 механическая система состоит из элементов с разными характеристиками массы и величины колебаний.

Согласно способу разложения масс [3] в некоторых точках системы сосредоточены разные массы m_i . Для усреднения собственных колебаний сложной механической системы вводится понятие приведенной массы m (кг).

$$m = \frac{c_0}{c} m_i \quad (1)$$

где, c_0 – приведенный коэффициент жесткости системы при частоте p_i ; c – коэффициент жесткости демпфирующего основания (пружины) котельной, Н/м или кг/с²; m_i – масса тела, кг; Применение данного выражения позволяет нивелировать разные массы тел с различными показателями колебания в сложной механической системе

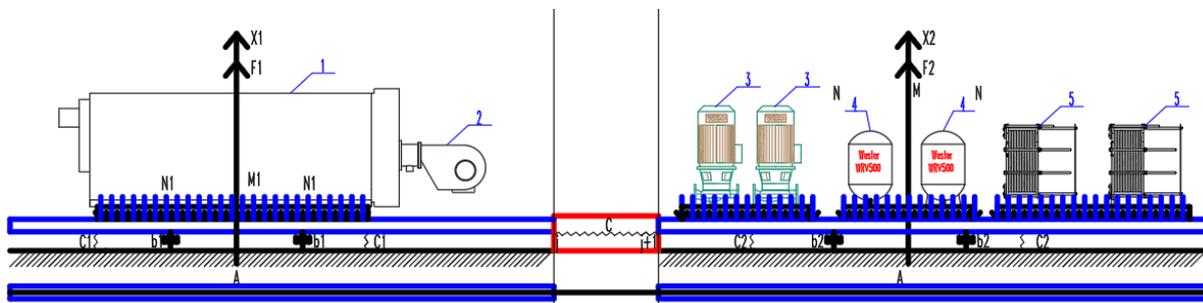


Рисунок 1. элемент №1 механической системы колебаний

где, 1 - котельная установка; 2 - горелочное устройство; 3 - насосная техника; 4 - расширительные баки; 5 - теплообменные аппараты; M - масса элемента в механической системе, кг; N - продольная сила элемента в механической системе, Н; c - коэффициент жесткости демпфирующего основания (пружины) котельной, Н/м или кг/с²; b - коэффициент кинематической вязкости основания, м²/с; x - перемещение (колебания) основания котельной, м; F - вектор колебания системы, с⁻¹.

Таким образом, при наличии тел разной массы и нахождения показателя общей приведенной массы в сложной системе:

$$\text{Для распределенной массы: } m_o = c_o \int_0^l \frac{m(x)dx}{c(x)}; \quad (2)$$

$$\text{Для сосредоточенной массы: } m_o = \frac{c_o}{c_1} m_1 + \frac{c_o}{c_2} m_2; \quad (3)$$

Разделим обе части полученного равенства на показатель приведенного коэффициента жесткости (c_o) m_o : $c_o = 1: p^2$,

Где p^2 - квадрат частоты приведенной системы. Полученное выражение будет приближено к формуле Донкерлея:

$$\text{Для сосредоточенной массы: } \frac{1}{p^2} = \frac{1}{p_1^2} + \frac{1}{p_2^2}; \quad (4)$$

$$\text{Для распределенной массы: } \frac{1}{p^2} = \int_0^l \frac{m(x)dx}{c(x)}; \quad (5)$$

где, $c(x)$ – коэффициент жесткости системы, Н/м или кг/с².

Исходя из представленной выше системы выполняем описание колебания плавающего пола котельной [1].

Конструктивные схемы основания котельной без «плавающего пола» и с «плавающим полом» представлены на рисунке 2. Для снижения вибрационной передачи от источника на строительные конструкции по периметру здания котельной выполнена система «плавающий пол».

Оценка уровня работы «плавающего пола»:

$$\Delta V = \Delta V_{\Pi} + 10 \lg \left(\frac{\left(1 + \frac{R_m}{Z_{\Pi}}\right)^2 + \left(\frac{X_m}{Z_{\Pi}}\right)^2}{\left(1 + \frac{R_m}{Z_H}\right)^2 + \left(\frac{X_m}{Z_H}\right)^2} \right) \text{дБ} \quad (6)$$

Где, Z_H, Z_{Π} , н·с/м – сопротивления плиты перекрытия и покрытия пола на упругом основании; R_m, X_m , н·с/м – действительная и мнимая части сопротивления оборудования крышной котельной; ΔV_{Π} , дБ – уровень виброгашения конструкции плавающего пола необходимо вычислять при определенных требованиях; f_B , Гц – частота наступления волновых явлений в упругом основании; f , Гц – частота распространения колебаний; m_0 , кг/м² – поверхностная плотность упругого основания.

$$\Delta V_{\Pi} = 40 \lg \frac{f}{f_0}, \text{ при } 2f_0 \leq f < f_B; \Delta V_{\Pi} = 20 \lg \frac{f}{f_0} + \frac{10 \lg m_{\Pi}}{m_0} - 3, \text{ при } f \geq f_B \quad (7)$$

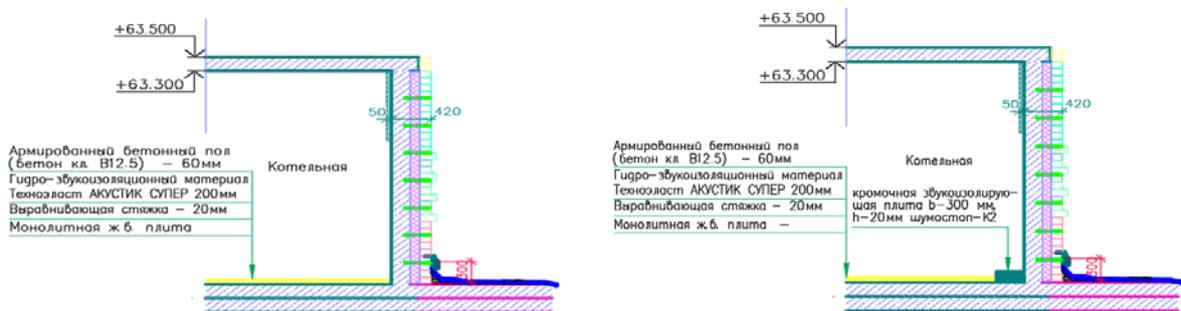


Рисунок 2. Основание котельной без «плавающего пола» и с «плавающим полом»

Наиболее важной характеристикой «плавающего пола» является частота собственных колебаний, Гц

$$f = \sqrt{\frac{E_d}{d m_{\Pi}}}, \quad (8)$$

где, E_d , МПа – динамический модуль упругости основания «плавающего пола»; d , м – толщина упругого основания в обжатом состоянии; m_{Π} , кг/м² – поверхностная плотность плиты пола.

Изменение уровня шума до и после устройства плавающего пола [4] представлено на рисунке 3:

В точках: 1 – вибрация на конструкциях котельной; 2 – на основании котельной; 3 – на кровле котельной.

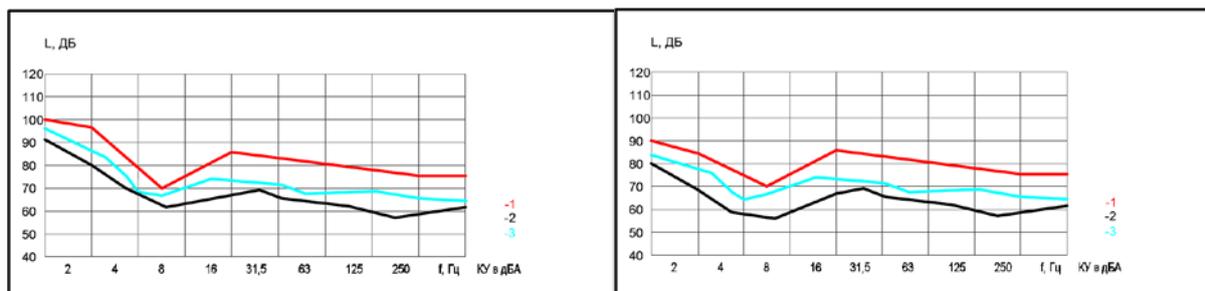


Рисунок 3. Уровни вибрации до и после устройства «плавающего пола»

Выводы

1. Установка плавающего пола конструкции котельной позволяет прогнозировать снижение общего уровня шума [5].

2. Разложение механической системы, состоящей из тел разной массы позволяет оценить «вклад» каждой системы в акустический уровень котельной.

Библиографический список

1. Гусев, В. П. Из опыта борьбы с шумом оборудования инженерных систем / В. П. Гусев // АВОК. – 2012. – № 3. – С. 64-76.

2. Тупов, В. Б. Снижение шума от объектов большой и малой энергетики / В. Б. Тупов // Доклады V Всерос. науч.-практ. конф. – Санкт-Петербург, 2015. – С. 55-64.

3. Пановко, Я. Г. Основы прикладной теории упругих колебаний / Я. Г. Пановко. – Москва: Машиностроение, 1967 – 35 с.

4. Плотников, А. С. Снижение вибрационных нагрузок при эксплуатации крышных котельных / А. С. Плотников // Вестник инженерной школы Дальневосточного Федерального Университета. – 2018. – № 1(34). – С. 77-82.

5. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003. – Введ. 2011.05.20. – Москва: Минстрой России, 2011. – 46 с.

Определение несущей способности свай типа «Атлант»

Пронозин Я.А., Сальный И.С., Брагарь Е.П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объект исследования – несущая способность свай типа «Атлант», выполненных на объекте в г. Тюмени, который представляет собой сложный в плане многофункциональный деловой комплекс с двухуровневой подземной автостоянкой. Площадь объекта по наружному обмеру подземного этажа 7168,25м².

Фундамент здания выполнен в виде единой фундаментной плиты толщиной 1000 мм на естественном основании с учетом жесткости участков основания из существующих буровых свай диаметром 800мм длиной 24,6м, оголовки которых расположены ниже подошвы фундаментной плиты на 0,5-0,35м. Необходимость усиления существующего плитного фундамента возникла в силу развития неравномерности осадок ее частей.

Физико-механические свойства грунтов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Сводная таблица физико-механических свойств грунтов

Номер ИГЭ	Удельный вес γ_n , [кН/м ³]	Угол внутреннего трения φ_n , [град]	Удельное сцепление C_n , [МПа]	Модуль общей деформации E , [МПа]
ИГЭ 1 Насыпной грунт	–	–	–	–
ИГЭ 2 Суглинок мягкопластичный	18	18	20	7
ИГЭ 3 Суглинок тугопластичный с прослоями песка	18,2	20	23	11
ИГЭ 4 Глина полутвердая	18,3	16	34	19
ИГЭ 5 Песок мелкий средней плотности насыщенный водой	19,3	32	2	28

2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

С целью стабилизации осадок фундаментной плиты и предотвращения дальнейших неравномерных осадок здания было принято решение выполнить усиление основания буроинъекционными сваями типа «Атлант» [1] Для этого было необходимо упереть сваи в надежное основание, сложенное песком средней плотности, залегающее на глубине 17м (ИГЭ 5).

Буроинъекционные сваи (сваи №1, №2, №3 и №4), подлежащие испытаниям для выявления их фактической несущей способности, были выполнены с применением инъекционного комплекса «МИНИ» и бурового станка Figaro Maschine FM 200. [2]. Независимая работа свай при выполнении испытаний обеспечивалась устройством двойной гильзы между плитным ростверком и телом БИС. В верхних частях свай выполнены металлические оголовки с опорной плитой, необходимые для установки гидравлического домкрата. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для определения несущей способности свай, выполненных по технологии «Атлант», были проведены испытания свай статической вдавливающей нагрузкой в соответствии с ГОСТ 5686 [3]. Схема испытательной установки представлена на рисунке 1.

Нагружение производилось гидравлическим домкратом марки ДГА150П150. Вертикальные перемещения испытуемых свай измерялись индикаторами часового типа модификации ИЧ 50.000 ПС класса точности 1 с ценой деления 0,01 мм.

Результаты испытания представлены на рисунке 2.



Рисунок 1. Схема испытательной установки

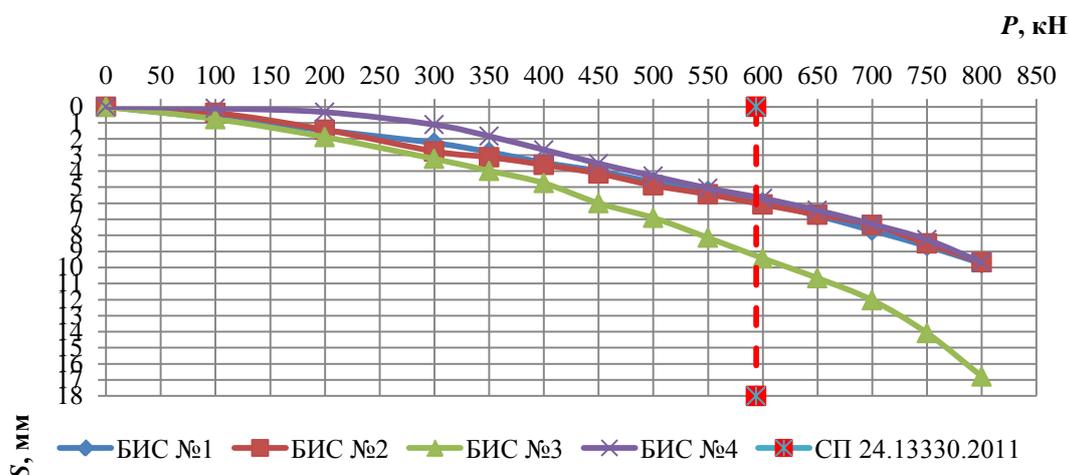


Рисунок 2. График нагрузка-осадка для испытываемых свай

В соответствии с СП 24.13330.2011 [4] несущая способность буронабивной сваи с принятыми геометрическими параметрами на вдавливающую нагрузку составляет 594 кН.

4. ВЫВОДЫ

После проведения испытаний на статическую вдавливающую нагрузку при проведении обработки данных были определены предельное сопротивление испытываемых свай F_u , их несущая способность F_d и расчетная нагрузка, передаваемая на сваю N , с учетом коэффициента надежности по грунту $\gamma_{c.g}$ (Таблица 2).

Таблица 2

Результаты испытаний свай на вдавливающую нагрузку

	F_u , кН	F_d , кН	N , кН
БИС №1	800	800	667
БИС №2	800	800	667
БИС №3	800	800	667
БИС №4	800	800	667
В соответствии с СП 24.13330.2011	–	594	424

Анализируя графики, представленные на рисунке 2, можно сделать следующие выводы:

- все графики практически повторяют друг друга и работают в схожем диапазоне нагрузок и деформаций;
- срыва испытываемых свай не наступило, следовательно, испытываемые сваи являются сваями-стойками. Это подтверждает тот факт, что они уперлись в надежное основание, сложенное песком средней плотности;
- несущая способность испытываемых свай оказалась выше, чем определенная в соответствии с СП 24.13330.2011.

Благодаря технологичности устройства и высокой несущей способности буроинъекционные сваи типа «Атлант» могут также использоваться в сложных инженерно-геологических условиях северных территорий для инфраструктурных объектов нефтегазового строительства.

Библиографический список

1. Малинин, А. Г. Применение анкерных свай «Атлант» в подземном строительстве / А. Г. Малинин // Метро и тоннели. – 2009. – № 5. – С. 32-34.
2. Малинин, А. Г. Миксерная станция для струйной цементации грунтов / А. Г. Малинин // Транспортное строительство. – 2008. – № 9. – С. 27-30.
3. ГОСТ 5686-2012. Грунты. Методы полевых испытаний сваями. – Введ. 2013-07-01. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 47 с.
4. Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85 : СП 24.13330.2011 : утв. Министерством регионального развития Рос. Федерации 27.12.10 : введ. в действие с 20.05.11. – Москва : Стандартинформ, 2011. – 90 с.

Дисперсно-армированные строительные материалы для сооружения нефтегазовых объектов

Серебренников А.А.¹, Панов В.И.¹, Серебренников Д.А.²

¹ Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;

² Тюменское высшее военно-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А.И. Прошлякова, г. Тюмень

За рубежом использование строительных изделий, производимых на основе дисперсно-армированных компонентов, ведется в значительных масштабах. В России дисперсное армирование бетонов и растворов также находит все более широкое распространение в строительстве и обустройстве промышленных и гражданских объектов, но, к сожалению, гораздо в

меньших объемах. Относительно объектов топливно-энергетического комплекса можно констатировать, что применение таких материалов вообще единично, так как из-за особой специфики эксплуатации все этапы строительного производства в этой сфере строго регламентированы.

Общеизвестно, что нефтегазовые объекты относятся к числу особо опасных, поэтому их возведение требует выполнения повышенных требований к обеспечению надёжности конструкций. Исходя из этого, внедрение в практику сооружения конструкций именно с использованием дисперсно-армированных бетонов (фибробетонов), позволило бы гарантированно обеспечивать эти требования. По результатам многочисленных исследований доказано, что в результате дисперсного армирования создаётся композитный материал, обладающий рядом преимуществ перед неармированным бетоном и бетоном с традиционными видами армирования.

Упрочнение структуры цементного камня и достижение требуемых характеристик может быть достигнуто в зависимости от вида фибры.

Однако, анализ имеющихся исследований показывает, что их результаты весьма противоречивы. Например, по результатам исследований влияния стальной фибры в одной из работ [1] получено, что ее добавка обеспечивает увеличение прочности на сжатие примерно на 10%. По данным других исследователей [2] добавка стальной фибры таких же параметров и концентрации обеспечивает увеличение прочности на сжатие до 50%.

С целью определения влияния вида фибры и ее концентрации в общей массе на прочностные свойства бетона была проведена серия экспериментов для наиболее распространенных видов дисперсной арматуры, результаты которых представлены на рисунках 1, 2, 3.

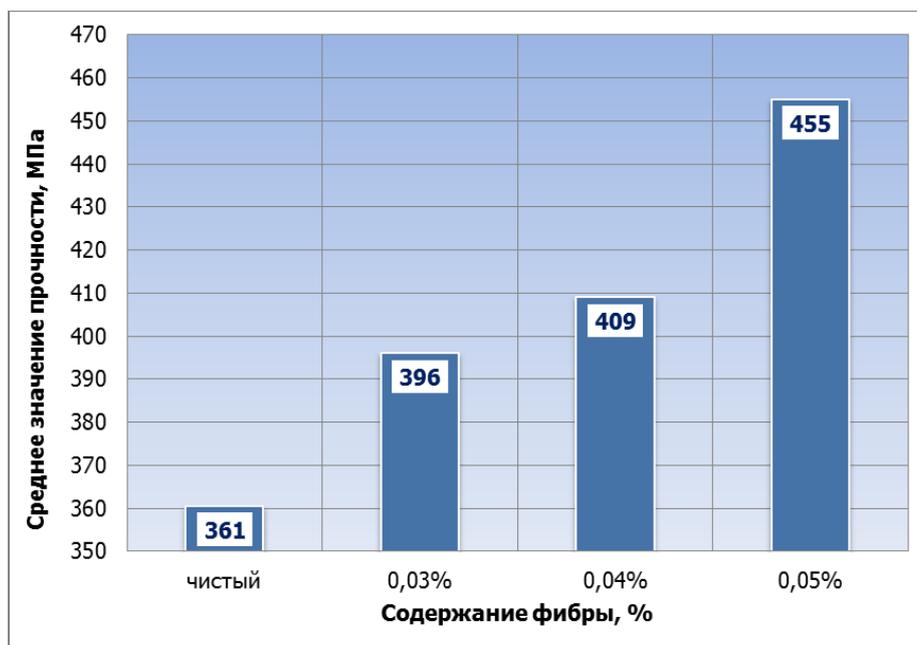


Рисунок 1. Влияние концентрации полипропиленовой фибры на прочность бетонов при сжатии

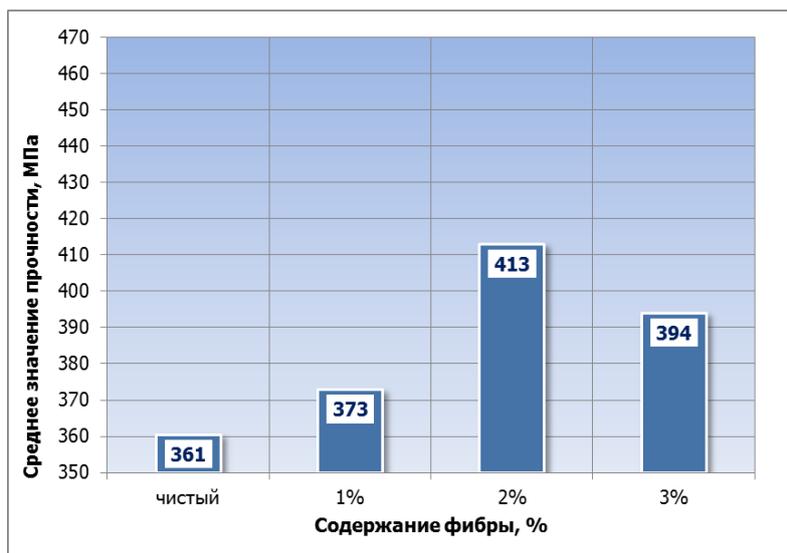


Рисунок 2. Влияние концентрации стальной фибры на прочность бетонов при сжатии

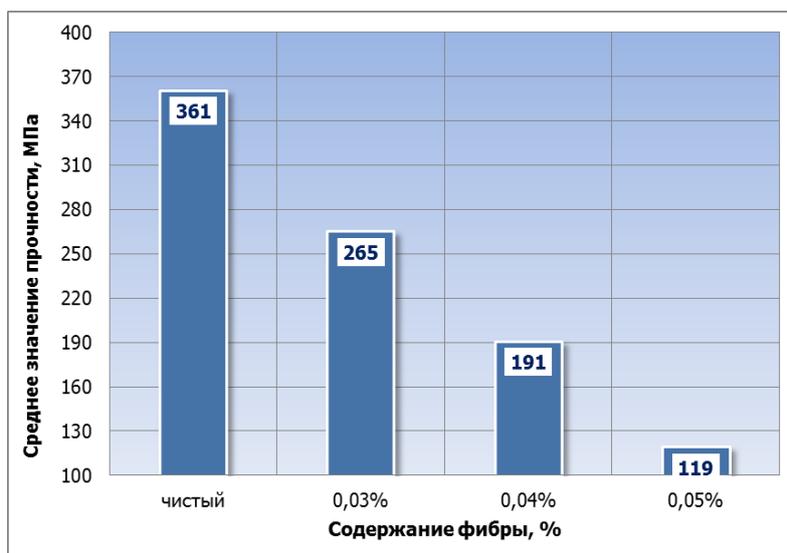


Рисунок 3. Влияние концентрации базальтовой фибры на прочность бетонов при сжатии

На основании полученных экспериментальных данных сделаны следующие выводы.

- Наилучшие результаты увеличения прочности на сжатие (более 20%) достигаются при добавлении полипропиленовой фибры с концентрацией 0,04% от объема. Достижение таких результатов объясняется тем, что в результате равномерного распределения фибры по объему строительной смеси на поверхности ее волокон адгезируются продукты гидратации цементного камня, образуя в конечном итоге монолит, свойства которого во многом определяются физико-механическими характеристиками дисперсной арматуры.

- В сооружении объектов, функционирующих в сложных инженерно-геологических условиях и воспринимающих значительные технологические нагрузки (например, фундаменты насосных и компрессорных станций), рекомендуются дисперсно-армированные бетоны с использованием полипропиленовой и стальной фибры.

- Традиционные технологии приготовления бетонных смесей не обеспечивают качественного распределения базальтовой фибры по объему приготавливаемого материала. В результате ее добавления прочность на сжатие не увеличивается, а уменьшается. Объясняется это тем, что пучки базальтовых волокон остаются таковыми и после смешивания, не обеспечивая монолита и образуя концентраторы напряжений, по которым развивается разрушение.

- Для обеспечения качественного приготовления дисперсно-армированных бетонных смесей использование традиционных смесителей не эффективно и рекомендуется внедрение новых конструкций [3, 4].

Библиографический список

1. Влияние одно- и двухуровневого армирования стальной и стеклянной / И. Р. Бадертдинов [и др.] // Известия КГАСУ. – 2012. – № 4(22). – С. 270-278.

2. Николаева, Е. К. Прочностные свойства бетонов, дисперсно-армированных стальной фиброй / Е. К. Николаева, В. Н. Губарь // Вестник Донбасской национальной академии строительства и архитектуры. – 2016. – № 1 (117). – С. 89-93.

3. Серебренников, А. А. Анализ конструктивной эволюции смесителей / А. А. Серебренников, Д. С. Ляпоров // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта : сб. мат. Регион. науч.-практ. конф. – Тюмень, 2004. – С. 79-84.

4. Серебренников, А. А. Основы системного подхода к созданию смесительных машин повышенной интенсивности и эффективности / А. А. Серебренников // Строительные и дорожные машины. – 2000. – № 8. – С. 18-20.

СЕКЦИЯ «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта углеводородного сырья»

Многофакторное теплофизическое моделирование процесса промерзания и оттаивания грунтовых оснований магистральных нефтепроводов в условиях Арктики

Голик В.В., Земенков Ю.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На кафедре ТУР выполняется комплекс научных исследований по изучению силового влияния морозного пучения грунтов на действующие трубопроводы, связанного с промерзанием грунтов – сложным процессом, зависящим от теплообмена в мерзлом и талом грунте, характера фазового перехода и химических превращений, от возможного изменения напряженно-деформированного состояния грунтового массива (талого и мерзлого) с последующим структурным изменением. Такая многофакторность процесса промерзания, зависимость его протекания от множества различных физических и химических параметров должна учитываться при адекватном математическом описании изучаемого явления [1].

Еще более сложной задачей является прогнозирование механизма промерзания грунтов при наличии теплового влияния со стороны заглубленного трубопровода, что объясняется как «ухудшением» геометрии процесса, так и изменением температуры энергоносителя вдоль трассы.

Схема промерзания грунта по трассе трубопровода показана на Рисунке 1, температура воздуха $t_H(\tau)$ является отрицательной, т.е. $t_H(\tau) \leq 0$. Теплоотвод от мерзлого грунта к наружному воздуху (через снежный покров) осуществляется конвекцией с коэффициентом теплоотдачи α_H . Глубина заложения трубопровода до его оси равна H_0 , заданными считаются массовый расход $G_{ж}$ нефтепродукта и его температура $t'_{ж}$ на входе трубопровода.

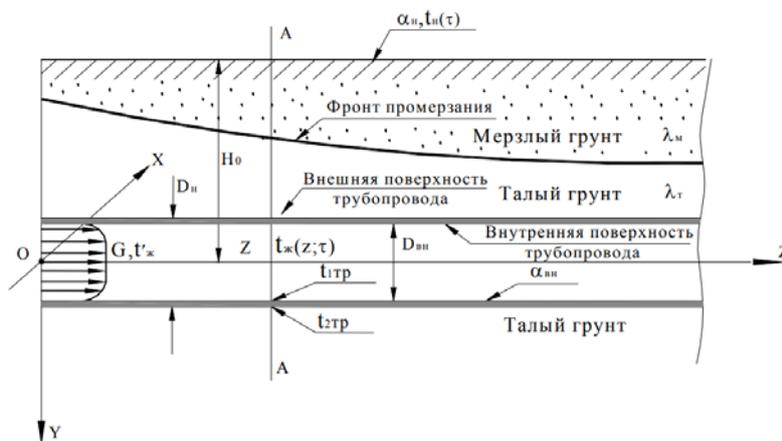


Рисунок 1. Промерзание грунта по трассе трубопровода в холодный период времени ($t_H(\tau) \leq 0$ °С)

Наиболее полной математической моделью процессов промерзания и оттаивания влажных грунтов в рамках сплошной среды является модель с постановкой задачи Стефана [2]. Наличие подвижных границ раздела зон с различными агрегатными состояниями поровой влаги в грунте, закон перемещения которых заранее неизвестен, ставит задачу Стефана в ряд с самыми сложными нелинейными задачами математической физики. С учётом вышеописанных условий получена расчётная модель процесса распределения тепла вокруг подземного нефтепровода [3].

Для решения математической модели применялись универсальные программы конечно-элементного моделирования семейства Autodesk, как AutoCAD, и встроенные пакеты САПР (средства автоматизированного проектирования и черчения) при помощи которых производилось двумерное и трёхмерное моделирование нужного участка нефтепровода с грунтом (Рисунок 2).

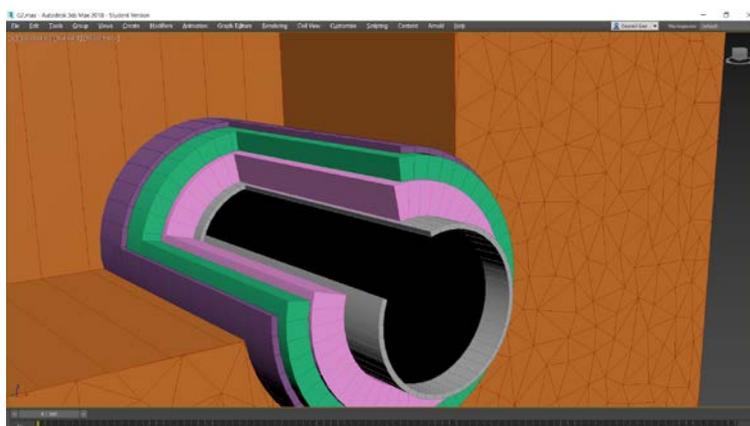


Рисунок 2. Модель, разработанная в 3ds Max

После окончательной проработки трёхмерной модели следует математическое моделирование при условии, что большая часть требуемых параметров изначально известна. В настоящее время моделирование тепловых процессов максимально приближенных к реальным условиям обеспечивает универсальная программная система конечно-элементного моделирования – ANSYS (Рисунок 3).

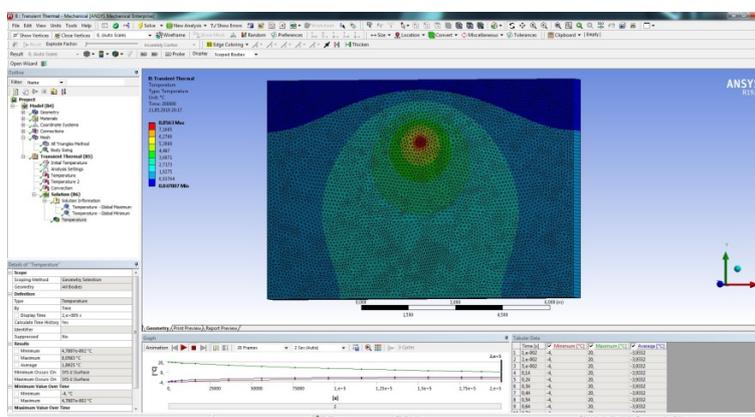


Рисунок 3. Результаты моделирования в ANSYS

Для проверки выходных данных и автоматизации расчётов авторским коллективом был разработан программный блок на базе Visual Basic for Applications (VBA) [4].

Таким образом, разработанная математическая модель разработанная авторским коллективом под руководством профессора Б.В. Моисеева, позволяет учитывать большое количество факторов и прогнозировать параметры процесса системы «труба-грунт» на достаточно продолжительном промежутке времени. При проведении математического моделирования по разработанной методике были получены результаты, позволяющие полагать о целесообразности применения многослойных обетонированных трубопроводов на наиболее аварийных опасных участках в условиях Арктики, оценивать работоспособность систем с длительными технологическими циклами (недели, месяцы, годы), в оперативном режиме.

Разрабатываемая программа TPS на основе вышеописанной модели позволит инженерам проектировщикам на стадии разработки проекта иметь полные данные поведения будущего сооружения при долгосрочном планировании параметров надежности.

Библиографический список

1. Земенков, Ю. Д. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья / Ю. Д. Земенков [и др.] ; под общ. ред. Б. В. Моисеева. – Тюмень: ТюмГНГУ, ТюмГАСУ, 2015. – 256 с.
2. Математическое моделирование нестационарного температурного взаимодействия теплопроводов и сезоннопромерзающих грунтов / Б. В. Моисеев [и др.] // Композиционные строительные материалы: сб. науч. трудов междунар. науч.-практ. конф. – Пенза: ПензГАСА, 2002. – С. 261-264.
3. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 (с Изменениями N 1, 2). [Текст]. – Введ. 2013–01–01. – Москва : Минрегион России, 2012.
4. Mathematic simulation of the effect of a buried oil pipeline on permafrost soils [Electronic resource] / V. V. Golik [et al.] // IOP Conference Series: materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 445, Issue 1 – P. 012004. - DOI: 10.1088/1757-899X/445/1/012004.

Определение критической силы подземного магистрального газопровода при динамическом расчёте

Дмитриев А.В., Соколов В.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день существует приближённое представление о тонкостенных трубах большого диаметра, которое основано на стержневой

модели с недеформируемым контуром. Существующие нормативные документы, [1] по расчёту и проектированию трубопроводов разработаны для труб диаметром до 1400 миллиметров включительно [1, п.1] и базируются на стержневой модели, не учитывающей деформацию поперечного сечения.

В современном строительстве применяются изделия с диаметром более 1400 мм, так например, при строительстве газопровода «Сила Сибири», применяются трубы сечением 1720×16мм, которые выходят за область применения СП 33.13330.2012, следовательно, рассчитывать данные трубопроводы по нормам, базирующимся на стержневой теории нельзя.

В работе [2], было получено линейаризованное дифференциальное уравнение движения оболочки в деформированном состоянии:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial^3 u}{\partial \xi^3} + h_v^2 \frac{\partial^3}{\partial \theta^3} \left(\frac{\partial^2 \vartheta_2}{\theta} + \vartheta_2 \right) + 2 \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial \xi^2} \varepsilon_0 \right) - \frac{R}{Eh} p_0 \frac{\partial^3 \vartheta_2}{\partial \theta^3} + \frac{R \mu_{bj}}{Eh} \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial t^2} + \frac{R^2 w_{\kappa} \cdot \partial^2 w}{Eh \cdot \partial \theta^2} + \\ & + R \gamma H \frac{\partial^3 \vartheta_2}{\partial \theta^3} (2 - \alpha_1 \cos \theta - 2 \cos 2\theta) + R \gamma H \left(\frac{\partial^2 \vartheta_2}{\partial \theta^2} \alpha_1 \sin \theta + \frac{\partial^2 \vartheta_2}{\partial \theta^2} 2 \alpha_2 \sin 2\theta \right) + \\ & + R \gamma H \left(\frac{\partial \vartheta_2}{\partial \theta} \alpha_1 \cos \theta - \frac{\partial \vartheta_2}{\partial \theta} 4 \alpha_2 \cos 2\theta \right) - \frac{R^2 \rho}{E} \left(\frac{\partial^3 u}{\partial \xi \partial t^2} - \frac{\partial^3 v}{\partial \xi \partial t} - \frac{\partial^3 w}{\partial \theta^2 \partial t^2} \right) = 0 \end{aligned} \quad (1)$$

Задача по определению частот и форм собственных колебаний сводится к нахождению собственных чисел матрицы [2]. Для ее решения приводится определитель в матричной форме (2):

$$\begin{vmatrix} d_{11} - \lambda & d_{12} & d_{13} & d_{14} & \dots & d_{1n} \\ d_{21} & d_{22} - \lambda & d_{23} & d_{24} & \dots & d_{2n} \\ d_{31} & d_{32} & d_{33} - \lambda & d_{34} & \dots & d_{3n} \\ d_{41} & d_{42} & d_{43} & d_{44} - \lambda & \dots & d_{4n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ d_{p-41} & d_{p-31} & d_{p-21} & d_{p-11} & \dots & d_{pn} - \lambda \end{vmatrix} = 0, \quad (2)$$

где: $d_{m,m} = \frac{a_{m,m}}{B_{m,n}}; d_{m,m\pm 1} = \frac{a_{m,m\pm 1}}{B_{m,n}}; d_{m,m\pm 2} = \frac{a_{m,m\pm 2}}{B_{m,n}}; \lambda = \omega^2.$

где: $a_{m,m} = A_{m,n} - B_{m,n} \omega_{mn}^2; a_{m,m\pm 1} = -\frac{m^5 (m \pm 2)}{2} q_{\Gamma}^* \alpha_1; a_{m,m\pm 2} = -\frac{m^4 [(m \pm 2)^2 - 1]}{2} q_{\Gamma}^* \alpha_2;$

$$A_{m,n} = \lambda_n^4 + m^4 (m^2 - 1)(m^2 - 1 + p^* - 2q_{\Gamma}^*) + \kappa^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n^2;$$

$$B_{m,n} = \rho^* Rh(\lambda^2 h_v + m^2 + m^4) + \mu_{bj}^* m^4;$$

Для такого определителя характеристическое уравнение, корни которого определяют квадраты частот собственных колебаний цилиндрической оболочки, имеет вид:

$$(A_{1,1} - B_{1,n} \omega_{1n}^2) \cdot (A_{2,1} - B_{1,n} \omega_{2n}^2) \dots (A_{m,n} - B_{m,n} \omega_{mn}^2) = 0 \quad (3)$$

корни этого уравнения $\omega_{mn}^2 = \frac{A_{m,n}}{B_{m,n}}$, где $A_{m,n}$ и $B_{m,n}$ определяются (2).

Отсюда получаем формулу для квадрата частот собственных колебаний подземного прямолинейного тонкостенного газопровода подверженного действию внутреннего рабочего давления и продольной силы с учётом реакции упругого отпора грунта в виде:

$$\omega_{mn}^2 = \frac{\lambda_n^4 + m^4(m^2 - 1)(m^2 - 1 + p^* - 2q_{cp}^*) + \kappa^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n^2}{\rho^* Rh(\lambda^2 h_v + m^2 + m^4) + \mu_{bj} m^4} \quad (4)$$

Используя (4) при $m=1$, $n=1$, получаем выражение позволяющее определить квадраты частот ω_{11}^2 для колебаний с не деформируемым контуром сечения (стержневая теория):

$$\omega_{1.1}^2 = \frac{\lambda_n^4 + \kappa^* - \lambda_n^4 P}{\rho^* Rh(\lambda^2 h_v + 2) + \mu_{bj}} \quad (5)$$

Подставляя в (4) $m=2$, $n=1$, получаем выражение позволяющее определить квадраты частот ω_{21}^2 для оболочечных форм колебаний (полубезмоментная теория оболочек):

$$\omega_{mn}^2 = \frac{\lambda_n^4 + 48(3 + p^* - 2q_{cp}^*) + 16\kappa^* - 16\lambda_n^4 P}{\rho^* Rh(\lambda^2 h_v + 20) + 16\mu_{bj}} \quad (6)$$

Используя динамический критерий устойчивости, для которого частота свободных колебаний обращается в ноль, из (5) получим выражение для параметра критической силы

$$P_{кр} = n^2 + \frac{\kappa L^4}{n^2 \pi^4 R^2 E h} \quad (7)$$

Аналогичным образом из (6) получим выражение:

$$P_{кр} = \frac{n^2}{16} + \frac{L^4 h_v^2}{n^2 \pi^4 R^4} \left[9 + \frac{R}{E h h_v^2} (3p_0 - 6\gamma H + R\kappa) \right] \quad (8)$$

где: H – толщина обжимаемого слоя, γ – объемный вес грунта, E – модуль упругости материала трубы, R – радиус срединной поверхности трубы, κ – коэффициент упругого отпора грунта, L – длина участка трубопровода, p_0 – внутреннее рабочее давление, n – число полуволн в продольном направлении, m – число полуволн в окружном направлении, $h_v = \frac{h}{R\sqrt{12(1-\nu^2)}}$ – па-

раметр относительной толщины оболочки (ν – коэффициентом Пуассона).

Формула (7) позволяют определить параметр критической силы с учётом влияния коэффициента упругого отпора грунта κ , при котором происходит отказ трубопровода при расчёте по стержневой теории (нормы СП).

Выражения (8) позволяют определить параметр критической силы с учётом внутреннего давления p_0 , глубины заложения трубопровода H , объёмного веса грунта γ и коэффициента упругого отпора грунта κ при котором происходит отказ трубопровода при расчёте по оболочечной теории.

Используя выражения (7) и (8) для участка трубопровода длиной $L=10R$, диаметром 1420 мм, толщиной стенки 1,78 см при нулевом внутреннем давлении $p_0=0$ МПа с учётом коэффициента упругого отпора грунта $\kappa=0,2 \cdot 10^7$ Н/м³, а так же глубины заложения $H=2$ м и объёмного веса грунта, окружающего трубопровод, $\gamma=19,5$ КН/м³ определим параметр критической силы $P_{кр}$:

- стержневая теория $P_{кр}=1,029$;
- оболочечная теория $P_{кр}=0,14$.

Учитывая что, параметр критической силы равен $P_{кр} = \frac{F_{кр}}{F_э}$ (

$F_э = \frac{\pi^2 EI}{L^2}$ – Эйлерова сила), получим значение критической силы $F_{кр}=1,029 \cdot F_э$ для стержневой теории и $F_{кр}=0,14 \cdot F_э$ для оболочечной теории.

Данные значения показывают, что сплющивание поперечного сечения трубопровода произойдёт при силе в 7,35 раз меньше чем требуется для образования «арочного выброса», а следовательно для обеспечения надёжности подземного трубопровода следует в первую очередь выполнять проверку по оболочечной теории. Данная методика проверки на сегодняшний день, к сожалению, отсутствует в нормативных документах СП 33.13330.2012.

Библиографический список

1. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – Актуализированная редакция СНиП 2.04.12-86. – Введ. 2013-01-01. – Москва: ФАУ «ФЦС», 2012. – 24 с.
2. Соколов, В. Г. Свободные колебания подземных прямолинейных тонкостенных участков газопроводов / В. Г. Соколов, А. В. Дмитриев // Вестник гражданских инженеров. – 2019. – № 2 (73) – С. 29-34.

Интеллектуальное управление надежностью и эффективностью технологических процессов в системах транспорта и хранения углеводородов

Земенкова М.Ю., Земенков Ю.Д., Чижевская Е.Л.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Актуальность проблемы прогнозирования нежелательных событий на объектах транспорта нефти и газа подтверждается системными авариями на объектах [1]. На кафедре транспорта углеводородных ресурсов разработан комплекс интеллектуального технологического менеджмента надежности и эффективности нефтегазовых систем (collaborative intellectual technological reliability and efficiency management oil and gas systems (CI-TREMS) - принципиально новая технология интеллектуального нейросетевого инжинирингового контроля, прогнозирования и предупреждения нештатных ситуаций, инцидентов, аварий, оптимизации и обеспечения эффективности технических решений при управлении процессами промышленных предприятий в реальном времени.

Интеллектуальное управление предусматривает использование технологий предиктивного мониторинга и применения методов анализа данных нового поколения, позволяющих прогнозировать и предупреждать отказы и аварии и оценивать последствия для предприятия. Поэтому для создания CI-TREMS в ТИУ разработано методологическое обеспечение с применением аппарата теории вероятности и статистики, графовых моделей, нейросетевых технологий и машинного обучения, позволяющего произвести оценку показателей надёжности и анализ рисков объектов системы транспорта нефти и газа. Практическое применение предложенного методологического аппарата требует индивидуального анализа, применения физики и технологии процесса, и достаточно сложного логико-математического методологического аппарата [4,5].

Процесс создания аналитических и прогнозных моделей и методик системы связан со следующими этапами:

- 1) анализ технологической схемы объекта, параметров и характеристик, определение производственных особенностей проекта и контроля параметров и режимов;
- 2) создание диагностической архитектуры, позволяющей оценивать техническое состояние, надежность и безопасность объекта и надежность технологических процессов;
- 3) обоснование методологического обеспечения предиктивной системы контроля;
- 4) программная реализация моделей и создание программного комплекса;
- 5) апробация и обновление системы на конкретном производственном объекте.

В качестве примера рассмотрим некоторые особенности реализации методологического аппарата нейронных сетей. К преимуществам использования нейронной сети глубокого обучения стоит отнести следующее: способность оперировать значительными объемами данных; автоматическое обучение на основании эксплуатационной информации и выявление статистически значимых факторов, их комбинаций и элиминация.

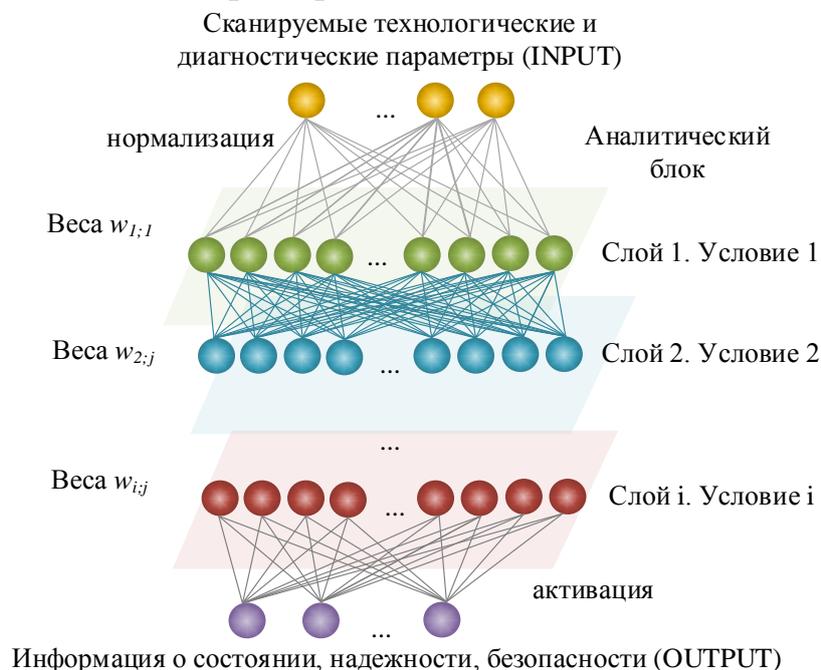


Рисунок 1. Пример схемы анализа состояния технологического объекта с применением многослойного перцептрона

В настоящее время теория распознавания образов определяет более 25 типов нейронных сетей. Как показывает анализ, простейшей моделью, адекватно применимой для анализа технологических процессов нефтегазовых объектов, является многослойный перцептрон (рис.1). Важное значение имеет корректное применение функций нормализации, активации и применения весовых коэффициентов.

Одной из результативных моделей являются нейронные сети с глубоким обучением. Например, в качестве примера за основу может быть взята 16-факторная модель нейронной сети с глубоким обучением, для проверки с реализацией в среде Python, как достаточная и необходимая для качественной диагностики технологического узла, станции, системы. Для разработанной модели обработка данных осуществляется минимум тремя нейронными сетями: первая определяет факт инцидента, вторая – факт аварии, третья позволяет оценить состояние объекта по пяти уровням опасности, согласно требованиям нормативной документации [3]. Обучение может быть выполнено для различного количества данных и эпох. Алгоритмический и математический комплекс апробирован на нейронных сетях, спроектированных для анализа надежности распределительных сетей

и оборудования производственных объектов. При верификации модели апробированы для различного количества состояний и количества эпох. По итогам промышленной апробации, установлено, что важным аспектом при мониторинге является наличие технологий аппаратной реализации и качество инструментального обеспечения.

Алгоритмы предназначены для реализации в рамках экспертных модулей системы управления надежностью, эффективностью, безопасностью оборудования нефте- и газопроводов как на базе диспетчерской информации, так и на основании диагностики. Применение технологии интеллектуального контроля и прогнозирования в реальном времени позволит не только повысить надежность и безопасность технологических процессов, но и оптимизировать трудовые и материальные ресурсы на обеспечение надёжности и безопасности элементов и объекта в целом.

Библиографический список

1. Фоновые показатели опасности аварий и несчастных случаев на ОПО нефтегазового комплекса. Уроки, извлеченные из аварий // Федеральная служба по экологическому, техноогическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/>

2. Концепция совершенствования государственной политики в области обеспечения промышленной безопасности до 2020 г. : утв. реш. Коллегии Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 сент. 2011 г. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902354089>.

3. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» : утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24 января 2018 г. N 29 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://sudact.ru/law/prikaz-rostekhnadzora-ot-24012018-n-29-ob/rukovodstvo-po-bezopasnosti-metodicheskie-rekomendatsii/>

4. Земенкова, М. Ю. Системный анализ и технологический мониторинг надежности и безопасности при транспорте и хранении углеводородов: монография / М. Ю. Земенкова. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 270 с.

5. Земенкова, М. Ю. Методологическое обеспечение экспертных систем мониторинга показателей надежности объектов трубопроводного транспорта углеводородов: монография / М. Ю. Земенкова. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 411 с.

Зависимость сорбции водорода от pH грунта в случае подпленочной коррозии магистрального газопровода

Зозулько Р.А.¹, Чучкалов М.В.², Латыпов О.Р.¹

¹ *ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа;*

² *ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

Наличие грунтовой влаги и воздуха в поровом пространстве грунта является первостепенной причиной развития коррозии магистрального газопровода. При этом разрушение металла газопровода происходит непосредственно под покрытием. Анализ исследований, направленных на изучение видов коррозии металла под защитным покрытием показал, что чаще всего встречаются следующие виды коррозии магистрального газопровода: коррозионное растрескивание под напряжением, язвенная коррозия, точечная коррозия, нитевидная коррозия [1-3]. Все эти виды коррозии развиваются по электрохимическому механизму. При этом на поверхности металла трубы одновременно протекают два коррозионных процесса – анодный и катодный. Анодный процесс характеризуется окислением металла, что провоцирует его растворение. Катодный процесс деполяризации в первую очередь стимулирует ассимиляцию электронов с поверхности металла, которая способствует восстановлению деполяризатора. В качестве деполяризатора в грунтовых условиях чаще всего выступают кислород, водород, пары воды [4]. Однако наличие защитного покрытия на газопроводе, как правило, исключает свободного проникновения кислорода к его поверхности. В связи с этим, катодный процесс протекает с участием водорода, обладающего меньшим размером атома. Кроме этого, наличие отслоения защитного покрытия вызывает скопление под ним водяного конденсата, что также способствует протекаю в первую очередь водородной деполяризации.

Исследования показали, наличие полимерного или мастичного защитного покрытия не представляет сложности для диффузии даже молекулярного водорода. Молизованный водород мигрирует в грунт, и в связи с тем, что он значительно легче воздуха, поднимается на поверхность грунта над трассой газопровода. Нами разработан новый метод диагностики наличия коррозионного поражения на поверхности магистрального газопровода под защитным покрытием по количеству молизованного водорода [5]. Действительно, количество выделяющегося при катодной деполяризации водорода прямо эквивалентно количеству растворяющегося металла трубопровода [6].

Количество молизованного водорода над трубопроводом все же значительно уменьшается при его движении в грунте. Это обусловлено влиянием множества различных факторов, способствующих его сорбции грунтом: pH , влажность, температура, структура грунта, ток катодной поляри-

зации, тип и толщина защитного покрытия и т.п. На данный момент исследования направлены на выявление зависимостей сорбции водорода грунтов при совокупном действии этих факторов. Для оценки влияния структуры грунта и его характеристик на трассах магистральных газопроводов были отобраны пробы грунта в различных районах Республики Башкортостан. Анализ структуры грунта показал, что он представлен в основном шестью разновидностями: глина, шлам, суглинок, песок, мергель и марш.

В лабораторных условиях с помощью специального стенда была определена продолжительность насыщения грунта с различной структурой молекулярным водородом. В результате исследования установили, что такие факторы как pH , влажность, температура и структура грунта оказывают значительное влияние на продолжительность его насыщения. Например, образец грунта (песок) искусственно подкисляли и подщелачивали, изменяли его влажность, и определяли время до фиксирования датчиками водорода. В таблице 1 представлены результаты эксперимента.

Таблица 1

Зависимость времени фиксирования водорода от различных характеристик грунта (песок)

Структура грунта	Толщина слоя грунта, мм								
	100			200			250		
Песок	pH	Кол-во водорода, ppm	Время фиксирования, с	pH	Кол-во водорода, ppm	Время фиксирования, с	pH	Кол-во водорода, ppm	Время фиксирования, с
Сухой	8,9	490	50	8,9	250	65	8,9	150	90
Влажный	8,9	120	120	8,9	125	70	8,9	180	120
Влажный кислый	5,0	160	153	5,0	180	90	5,0	150	90

Из таблицы 1 видно, что сухой грунт за счет пустот хорошо сорбирует грунт, однако после насыщения водород выходит на поверхность практически в полном объеме. При увлажнении грунта количество пустот снижается – увеличивается плотность грунта, что способствует большей продолжительности его насыщения водородом. Снижение pH грунтовой влаги еще больше увеличивает продолжительность насыщения в связи с вероятной хемосорбцией. Однако при увеличении толщины слоя грунта продолжительность насыщения и количество водорода независимо от его pH и влажности становятся примерно равными. Таким образом можно предположить, что при увеличении толщины слоя грунта более 1 м влияние pH и влажности на количество десорбированного на поверхности грунта молекулярного водорода будет оказывать минимальное значение, и количество десорбированного на поверхности грунта молекулярного водорода будет равно количеству диффундировавшего с поверхности металла газопровода.

Библиографический список

1. Дефекты поперечного КРН на газопроводах большого диаметра / Ш. Г. Шарипов [и др.] // Газовая промышленность. – 2013. – № 6 (691). – С. 63-65.
2. Чучкалов, М. В. Прогнозирование долговечности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / М. В. Чучкалов, А. Г. Гареев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 (95). – С. 76-85.
3. Защита от коррозии магистрального трубопровода в области переходов «грунт-воздух» / О. Р. Латыпов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 4. – С. 151-157.
4. Латыпова, Д. Р. Влияние электродного потенциала на глубину проникновения питтинговой коррозии в поверхностные структуры плакированной стали / Д. Р. Латыпова, О. Р. Латыпов, Д. Е. Бугай // Нанотехнологии в строительстве. – 2018. – Т. 10, № 3. – С. 167-178.
5. О возможности выявления очагов подпленочной коррозии газопроводов по эмиссии водорода / Р. Р. Усманов [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 1 (779). – С. 100-104.
6. Влияние различных факторов на эмиссию водорода под изоляционным покрытием газопровода / Р. А. Зозулько [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 1 (117). – С. 57-72.

Напряженно-деформированное состояние трубопровода при ремонте методом футеровки

Иванова Е.Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Россия занимает одно из ведущих мест в мире по протяженности действующих трубопроводов. Однако в настоящее время остро стоит проблема коррозионного износа трубопроводов. Полная замена изношенного трубопровода связана с большими экономическими потерями.

В последние годы успешно внедряются способы ремонта трубопроводов с помощью полиэтиленовых труб [1]. Полиэтиленовую трубу вводят в стальную. Восстановление трубопроводов методом протяжки полиэтиленовых труб может применяться ко всем стандартным трубам.

Одним из перспективных направлений является применение колтюбинговой установки для проведения работ по восстановлению стальной трубы. Преимуществом использования данной технологии является: наличие барабана для транспортировки бухты полиэтиленовых труб, оснащенного гидравлическим приводом, позволяющим подавать трубу в инжектор. Направляющий сектор поворачивает трубу на угол, образованный выходом из инжектора и восстанавливаемой трубой, позволяя более точный

вход, таким образом, уменьшает повреждения, связанные со смещением осей. Применение колтюбинговых установок потребовало исследование напряженно-деформированного состояния полиэтиленовых труб при ремонте стального трубопровода.

В работах [2,3] исследовано напряженно-деформированное состояние полиэтиленовых труб при прохождении через направляющую дугу. Результаты этих исследований позволяют ориентироваться в выборе рациональных численных значений геометрических (диаметр трубы, радиус изгиба) и кинематических параметров (скорость подачи) исходя из уровня напряжений.

Выходя из инжектора, по направляющей, труба входит в ремонтируемый трубопровод. Необходимо обеспечить прочность трубы в ходе протягивания ее в стальной трубопровод. Предварительно старая труба очищается от коррозионных отложений и грязи. Полиэтиленовая труба протаскивается в стальную при помощи сцепного устройства и лебёдки, сила протяжки строго контролируется. Для определения оптимальной силы протяжки необходимо оценить напряженно-деформированное состояние полиэтиленовой трубы. Определяется кривизна трубы, которая неизбежно появляется в ходе эксплуатации и природных воздействий, т.е. возникают прогибы стальной трубы в двух направлениях – вертикальном и горизонтальном. Труба рассматривается как балка на упругом основании. Дифференциальное уравнение балки на упругом основании

$$EI \frac{d^4W}{dx^4} + k_w W = q(x),$$

где E - модуль упругости, I - осевой момент инерции, k_w - коэффициент постели, W - прогиб балки, $q(x)$ – погонная нагрузка, действующая на балку.

Если в уравнении заменить

$$q'(x) = q(x) - k_w W,$$

уравнение примет вид:

$$EI \frac{d^4W}{dx^4} = q'(x).$$

Функция $q'(x)$ аппроксимируется полиномом:

$$q'(x) = q_0 \sum_{i=1}^{n+1} a_i x^{i-1},$$

где q_0 - коэффициент, определяющий размерность и величину амплитуды распределённой нагрузки.

После преобразований уравнение принимает следующий вид:

$$\frac{d^4W}{dx^4} = \frac{q_0}{EI} \sum_{i=1}^{n+1} a_i x^{i-1}.$$

Интегрируя уравнение, получаем уравнение прогибов по длине балки:

$$W = \frac{q_0}{EI} \left(\sum_{i=1}^{n+1} a_i \frac{x^{i+3}}{i(i+1)(i+2)(i+3)} + c_1 \frac{x^3}{6} + c_2 \frac{x^2}{2} + c_3 x + c_4 \right),$$

где c_1, c_2, c_3, c_4 - константы интегрирования, определяемые из граничных условий.

Для решения уравнений составлена программа в среде MathLab. При этом решение производилось в относительных координатах. Для проверки работы уравнений проводилась тестовая задача. Получено точное решение для балки с двумя видами закреплений: шарнирное опирание и с помощью жесткой заделки. При известной распределенной нагрузке оценивались поперечная сила, изгибающие моменты, прогибы по всей длине балки. После этого полученные прогибы вводились в программу, и решалась обратная задача по полученным соотношениям. Т.е. определялись поперечная сила, изгибающие моменты, распределенная нагрузка. По обоим видам опирания получены положительные результаты, характеристики полностью совпадают.

Используя данные уравнения и экспериментальные данные (прогибы стального трубопровода), определялась погонная нагрузка, поперечная сила, изгибающие моменты и напряжения, возникающие от изгиба ремонтируемой трубы по всей длине. Это позволяет оценить напряженное состояние полиэтиленовой трубы при ремонте.

Диаметр полиэтиленовой трубы определяется внутренним диаметром стальной трубы. В то же время можно варьировать толщиной стенки, т.к. в зависимости от нее меняется жесткость полиэтиленовой трубы. Чем больше жесткость трубы, тем больше напряжения, т.к. возрастает погонная нагрузка при протягивании в криволинейный трубопровод. Необходимо также учитывать возможность уменьшения проходной способности трубопровода, возможности строительства или использования ремонтных колодцев (котлованов).

Зная погонную нагрузку, определялась сила трения, возникающая при протягивании гибкой трубы. Максимальная сила трения определяет минимальное усилие протяжки. Т.к. максимальная сила трения напрямую зависит от длины ремонтируемого участка, при известной кривизне трубы определяется максимально возможная протяженность ремонтируемого участка с условием сохранения прочности полиэтиленовой трубы. В табл.1 приведены полученные усилия протяжки для полиэтиленовой трубы ПЭ-100 диаметром 140 мм участка трубопровода длиной 60 метров в зависимости от толщины стенки. Для оценки достоверности результатов, полученные значения сравнивались с требованиями ГОСТ [4].

Таблица 1

Усилия протяжки полиэтиленовой трубы при ремонте стальной методом футеровки

Диаметр	Толщина стенки	Минимальное расчетное усилие протяжки, Н	Максимальное усилие протяжки по ГОСТ, Н
140	8,3	22923	34000
	10.3	27234	42000
	12,7	31865	50000

Таким образом, данные расчеты позволяют заранее оценить возможность применения данного вида ремонта трубопровода в реальных условиях.

Библиографический список

1. Временный регламент проведения работ при ремонте трубопроводов методом футеровки полиэтиленовой трубой : ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2002. – 19 С.

2. Иванова, Е. Ю. Напряженное состояние длинномерных гибких труб при ремонте стальных промысловых трубопроводов / Е. Ю. Иванова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-8. – С. 1616-1619.

3. Якубовская, С. В. Математическая модель напряженно-деформированного состояния гибких полиэтиленовых труб / С. В. Якубовская, Д. А. Серебренников // Известия вузов. Нефть и газ. – 2003. – № 6. – С. 37-42.

4. ГОСТ Р 58181-2018. Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 7. Полиэтиленовые газопроводы, проложенные в существующем трубопроводе – Введ. 2019-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2018. – 20 с.

Перспективы развития внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов. Новый метод определения пространственного положения трубопровода

Разбойников А.А., Мартюк Д.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В России имеется широкая сеть газо- и нефтепроводов общей протяженностью около 600 000 километров. Средний срок службы стальных труб, проложенных под землей и работающих под разным давлением, составляет около 30 лет. В течение этого времени на стенку трубы воздействует коррозия, в результате которой возникают продольные и поперечные трещины, механические примеси, которые находятся в транспортируемом продукте, могут вызвать эрозию стенки. Углеводороды, транспортируемые по трубопроводу, также оседают в виде парафина на стенках трубы, что снижает производительность трубопровода. Механическое воздействие внешней среды на трубопровод проявляется в пространственном смещении трубопровода, проложенного в зоне оползней, на дне водоемов. Трубы, проложенные на болотах, испытывают сезонные напряжения. Пространственное движение трубы может привести к резким искривлениям продольной оси трубы [1-2]. Периодическое повторение искривлений приводит к растрескиванию металла трубы. Перемещение трубы в пространстве приводит к появлению гофр и даже выпучиванию из грунта на не-

сколько метров вверх. Точное обнаружение начала изгиба может предотвратить аварии на трубопроводе. В конце 1970-х и начале 1980-х годов, для поддержания нормальной очистки полости трубы и выявления перечисленных технических условий, использовались движущиеся объекты внутри трубы - очистные поршни, снаряды-профилемеры для контроля труб диаметром 1220 мм [3-5].

На сегодняшний день огромное количество магистральных трубопроводов проектируется в районах болот, рек. Правильная прокладка через водные преграды и последующее корректное обслуживание обеспечат бесперебойную работу трубопровода в течении всего срока эксплуатации.

Смещение трубопровода относительно проектируемой оси проложения и определение величины этого отклонения является наиболее важной проблемой всех эксплуатирующих организаций [6].

Все приборы, которые определяют положение объекта в пространстве весьма дорогостоящи и сложны в эксплуатации. Наша работа и экспериментальная модель позволяют решить данные проблемы. Непосредственное измерение происходит с помощью трехосевого гироскопа и акселерометра. Микроконтроллер в среде Arduino сопоставляет значение гироскопа и акселерометра, записывает в документ формата txt на твердотельный флэш-накопитель SD. Выбор двух датчиков (акселерометра и гироскопа) позволяет получать точные результаты, т.к. гироскоп точен на малых скоростях, а гироскоп - на более 10 км/ч. Также использован преобразователь напряжения на 5 Вольт для стабильной работы микроконтроллера прибора и датчиков.

Последующую визуализацию показаний по трем осям необходимо реализовывать в программе MathCAD. Пакет Microsoft Office не позволяет обработать большой объём данных в трехмерный график.

Испытания экспериментальной модели показали отклонение в процессе измерений в 1-2 мм. Последующие испытания модели необходимо проводить в металлической трубе и с более точными датчиками для определения влияния металла на работу прибора.

По всей работе можно сделать выводы, что, помимо теоретической части и алгоритма будущей работы прибора, построена экспериментальная модель и опробованы на практике алгоритмы работы гироскопа с акселерометром с последующей обработкой результатов.

Библиографический список

1. Оптимизация параметров цикла приводных газотурбинных двигателей / С. А. Гулина [и др.] // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2015. – № 2(46). – С. 76-85.
2. Повышение энергоэффективности газотурбинных установок/ И. В. Долотовский [и др.] // Вестник Саратовского государственного технического университета. – 2014. – Т. 2., № 1 (75). – С. 138-142.

3. О возможных путях повышения мощности, надежности и экономичности газотурбинных установок / А. Е. Зарянкин [и др.] // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2014. – № 4. – С. 5-11.

4. Система непрерывного контроля режимов работы при частотном регулировании насосного агрегата / М. Ю. Земенкова [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. – № 4 (50). – С. 34-36.

5. Теоретические предпосылки новой технологии перекачки газа на основе утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ / Р. А. Кантюков [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 12. – С. 118-125.

6. Моделирования газодинамических и тепловых процессов в камере сгорания газотурбинной установки / А. И. Карпов [и др.] // Химическая физика и мезоскопия. – 2013. – Т. 15, № 4. – С. 530-536.

Моделирование взаимодействия компонентов системы «трубопровод-грунт» с учетом нагрузки от ледовой экзарации

Силина И.Г., Иванов В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Изучение поведения грунтовых массивов шельфа арктических морей является комплексным вопросом, требующим рассмотрения и учета влияния специфичных для данного региона нагрузок и воздействий. Исследования подтверждают, что движущие силы (ветер, течения, столкновение ледяных полей), воздействующие на дрейфующие торосы, в совокупности с прочностью ледового киля оказываются достаточными для образования борозд выпахивания глубиной 1-2 м. [1, 2]

В области морского дна, подверженной интенсивным деформациям, трубопровод перемещается относительно своего проектного положения вслед за движением ледового киля. Данный сценарий подразумевает высокую вероятность возникновения нагрузок, превышающих допустимые предельные напряжения для материала трубы. Вызывая значительные нагрузки (до 20 МН [3]), киль ледового образования способен повредить трубопровод, заглубленный ниже прогнозируемой глубины выпахивания. В связи с этим, обеспечение безопасности прокладываемых трубопроводов напрямую связано с определением необходимой глубины траншеи, что является одним из наиболее значимых аспектов при проектировании морских арктических трубопроводов. Для успешного выполнения данной задачи на практике необходимо изучение глубины распространения деформаций и ответной реакции трубопровода на смещение слоев грунта.

Анализ взаимодействия компонентов системы «торос-грунт-трубопровод» должен позволить определять допустимую глубину залегания, безопасную для данного напряженно-деформированного состояния трубопровода и при этом не избыточно большую исходя из принципа ми-

нимизации затрат на разработку траншей. Для упрощения анализа систему «торос-грунт-трубопровод» рационально разделить на две подсистемы: «торос-грунт» и «грунт-трубопровод».

Описание модели передачи нагрузки от смещаемых слоев грунта на трубопровод может быть осуществлено путем:

- использования теоретических законов механики грунтов для получения эквивалентных упрощенных отношений;
- использования методов численного моделирования;
- использования физических моделей для выявления эмпирических отношений.

Деформация трубопровода в основном определяется величиной смещения грунта, жесткостью грунта, жесткостью самого трубопровода и условиями его эксплуатации. Первый параметр является наиболее значимым фактором, поскольку грунт представляет собой материал сложной структуры, который может демонстрировать нелинейное, зависящее от времени анизотропное поведение при приложении нагрузки. Такое поведение обусловлено возникновением необратимых деформаций и изменением прочности грунта вследствие имевшей место нагрузки, а также увеличения порового давления при нагружении.

На сегодняшний день для описания поведения материалов в различных дисциплинах существует множество моделей, показывающих хорошую сходимость получаемых результатов с практикой в пределах некоторых областей применения, но оказывающихся не применимыми за их пределами.

Надежность результатов расчетов напрямую зависит от правильности выбора расчетной модели. Для моделирования поведения грунтового массива могут быть приняты следующие основные расчетные механические модели:

- модель Фусса-Винклера;
- модель линейно-деформируемого полупространства;
- модель упругопластической среды.

В первой модели грунт представляет собой абсолютно упругий материал, не подверженный пластическим деформациям. Главным недостатком данной модели является допущение, что деформация происходит непосредственно в области приложения нагрузки, не распространяясь на окружающий массив грунта.

Модель линейно-деформируемого полупространства компенсирует вышеуказанный недостаток, однако, заложенные в её основу представления и линейная зависимость между напряжениями и деформациями не позволяют учитывать пластическое деформирование грунта после снятия нагрузки. Данная модель может использоваться для случаев однократного нагружения грунтовой среды без последующей разгрузки.

В действительности грунт является нелинейно-деформируемым материалом, напряженно-деформированное состояние которого более полно

описывается упругопластическими моделями, в основе которых лежит понятие поверхности текучести. Выбор уравнения поверхности текучести производят в зависимости от принятого критерия прочности. Среди наиболее распространенных критериев прочности можно выделить критерии Мизеса, Мора-Кулона, Друкера-Прагера и т.д. [4]

Модель трубопровода может быть построена с использованием подходящих элементов для учета кольцевых напряжений, вызванных внутренним давлением и тепловым расширением. Соотношение между возникающими напряжениями и деформацией трубопровода может быть описано с помощью модели изотропного материала с упругопластическим поведением (например, модель Рамберга-Осгуда), при учете изотропного упрочнения металла.

Независимо от области применения, структурные модели должны адекватно отражать поведение материала в реальных условиях его работы и содержать приемлемое количество входных параметров. Более того, трудность подбора подходящей состоит в вероятности неправильной оценки величины деформации почвы, вызванной ледовым выпахиванием. Таким образом, на любых этапах исследований поведения системы «торос-грунт-трубопровод» необходимо проводить экспериментальные исследования с целью определения достоверности получаемых результатов.

Библиографический список

1. Огородов, С. А. Рельефообразующая деятельность морских льдов [Рукопись] : дис. ... докт. геогр. наук : 25.00.25 / С. А. Огородов ; МГУ им. М.В. Ломоносова. – Москва, 2014. – 261 с.
2. Кокин, О. В. Микрорельеф дна Байдарацкой губы и его динамика / О. В. Кокин, А. С. Копа-Овдиенко, А. С. Цвечинский // Вести газовой науки. – 2013. – № 3(14). – С. 92-96
3. Ice Gouging and Safety of Marine Pipelines. / A. C. Palmer [et al.] // Proceedings of the 22nd Annual Offshore Technology Conference. – 1990. – P. 235–244.
4. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния аэродромных покрытий в условиях физической нелинейности грунтового основания / А. Н. Попов [и др.] // Науковедение. – 2013. – № 5.

Исследование влияния локальной области неоднородности грунтового основания на НДС резервуара

Тарасенко А.А., Грученкова А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары (РВС) являются одними из наиболее ответственных объектов магистрального транспорта нефти. При наличии или возникновении области неоднородности в грун-

товом сновании резервуара отмечается развитие неравномерной осадки, в свою очередь, приводящей к увеличению уровня напряженно-деформированного состояния (НДС) конструктивных частей РВС. Существующие аналитические зависимости не позволяют оценить НДС резервуара при неравномерной осадке основания с достаточной точностью. Отличия в конструкции и применяемых материалах препятствуют использованию результатов исследований зарубежных ученых и требований западных стандартов для оценки НДС резервуаров отечественных типоразмеров.

Так, авторами была поставлена задача исследовать напряженно-деформированное состояние резервуара РВС-20000 при наличии области неоднородности в грунтовом основании.

Для решения поставленной задачи численным методом в программном комплексе ANSYS [1, 2] была разработана конечно-элементная модель резервуара РВС-20000 в соответствии с реальными геометрическими размерами. Разработанная модель учитывает: окрайку, полотнище днища, стенку, кольцо жесткости и стационарную крышу. В предлагаемой конечно-элементной модели одновременно были приложены эксплуатационные нагрузки: вес хранимой жидкости (плотность 865 кг/м^3) при максимальном уровне налива (10,92 м), избыточное давление (2 кПа), вес стационарного оборудования крыши (49 кН). Расчеты были выполнены для марки резервуарной стали 09Г2С.

Для моделирования осадки днища, вызванной областью неоднородности основания, предлагается использовать модель грунтового основания Пастернака с двумя коэффициентами постели. При моделировании локальной осадки днища толщиной δ для области неоднородности основания радиусом r задавался переменный коэффициент постели k_1 , для основания РВС за пределами области неоднородности был задан коэффициент постели k_2 , равный $2 \cdot 10^8 \text{ Н/м}^3$.

Для расчетов принимались следующие радиальные размеры зоны неоднородности в основании $r = 1, 2, 4, 6, 8, 10 \text{ м}$. Расчеты выполнялись при различных вариантах расположения области неоднородности относительно стенки резервуара (координата X). Предлагаемая расчетная схема представлена на рисунке 1.

При варьировании расстояния от центра днища резервуара до центра области неоднородности (координата X) для всех значений r были определены величины напряжений, возникающих в стенке резервуара, при предельных значениях осадок. По результатам обработки вычислений, полученных на основе разработанной конечно-элементной модели резервуара, были установлены зависимости максимальных действующих напряжений в стенке резервуара от координаты X .

Анализ полученных зависимостей показал, что предельные величины локальных осадок центральной части днища ограничены по допускае-

мым напряжениям (269 МПа) и соответствуют значениям осадки, регламентированной действующей нормативно-технической документацией [3, 4]. По результатам анализа, полученных зависимостей установлены области наступления предельного состояния в стенке резервуара.

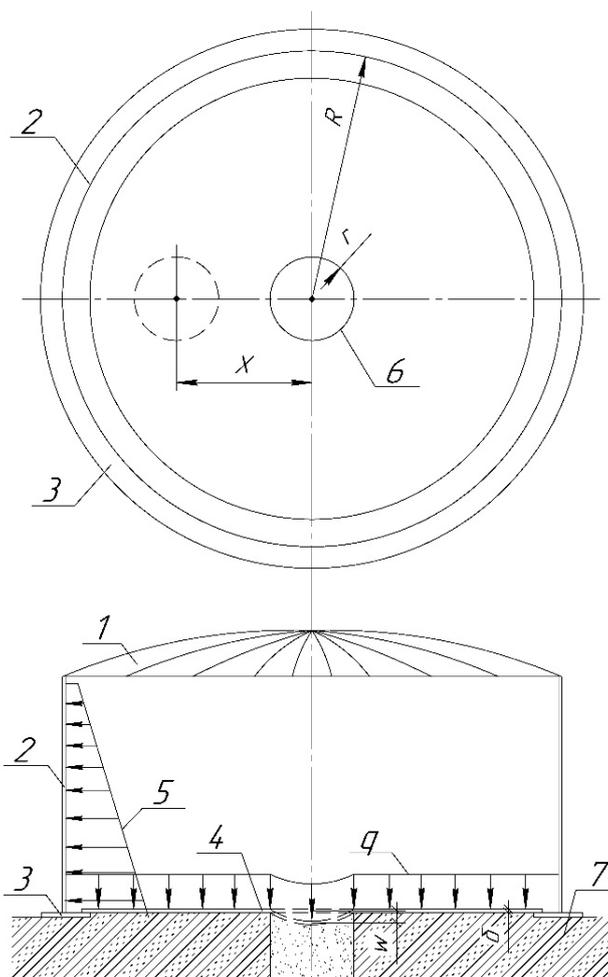


Рисунок 1. Расчетная схема: 1 – стационарная крыша резервуара; 2 – стенка; 3 – окрайка; 4 – центральная часть днища; 5 – гидростатическая нагрузка; 6 – осадка днища, вызванная областью неоднородности в грунтовом основании; 7 – грунтовое основание; R – радиус резервуара; q – равномерно распределенная нагрузка от веса хранимой жидкости; w – осадка (прогиб) днища

Требования стандарта Американского института нефти API-653 к назначению предельной величины локальной осадки днища учитывают её положение относительно стенки резервуара. В требованиях действующей отечественной НТД положение локальной осадки в пределах днища не учитывается. Полученные результаты численного расчета позволили установить, что при возникновении локальной области неоднородности в грунтовом основании напряженно-деформированное состояние металлоконструкций РВС зависит от расположения области неоднородности относи-

тельно стенки резервуара. Следовательно, требования отечественной нормативной базы к предельной величине локальной осадки дна требуют корректирования.

Библиографический список

1. Напряженно-деформированное состояние резервуара на грунтовом основании с локальной неоднородностью / А. А. Грученкова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 96-101.
2. Инженерный анализ в ANSYS Workbench : учебное пособие / В. А. Бруйка [и др.]. – Самара : СамГТУ, 2010. – 271 с.
3. ГОСТ 31385–2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Введ. 2017-03-01. – Москва: Стандартинформ, 2016. – 96 с.
4. РБ Серия 03. Выпуск 69. Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – Введ. 2012-12-26. – Москва: ЗАО «НТЦ исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 240 с.

Разработка конечно-элементной модели резервуара с локальной неоднородностью грунтового основания

Тарасенко А.А., Чепур П.В., Грученкова А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Исследованию напряженно-деформированного состояния (НДС) вертикальных стальных резервуаров при локальной неоднородности грунтового основания посвящены работы [1-3]. Однако результаты исследований отечественных и зарубежных ученых не позволяют с достаточной точностью оценить НДС резервуара при неравномерной осадке основания. Авторами была поставлена задача была разработать численную модель резервуара, учитывающую геометрическую и физическую нелинейность, полную геометрию металлоконструкций резервуара, контактное взаимодействие дна и грунтового основания, неосесимметричное нагружение конструкций, свойства материалов и другие особенности.

Для разработки численной модели резервуара РВС-20000 был использован ПК ANSYS [4]. При создании численной модели за основу были приняты геометрические характеристики, соответствующие типовому проекту ТП 704-1-60. Значения нагрузок, учитываемых в расчетной схеме рассматриваемой модели РВС-20000 для дальнейшей верификации приведены в таблице 1.

Так, предлагаемая численная модель учитывает: крайку, полотно дна, стенку, кольцо жесткости и балочный каркас и листовой настил крыши (рисунок 1). Авторами предложено использовать граничное условие «elastic support», определяющее упругое закрепление дна резервуара

в контакте с грунтовым основанием. При моделировании локальной осадки днища, вызванной областью неоднородности основания, была использована модель грунтового основания Пастернака с двумя коэффициентами постели. Для области неоднородности основания был задан коэффициент постели k_1 , а за пределами области неоднородности - коэффициент постели k_2 .

Таблица 1

Нагрузки, учитываемые в конечно-элементной модели РВС-20000

Нагрузка	Значение
Гидростатическая нагрузка, Па	102318
Давление вакуума, Па	250
Избыточное давление, Па	2000
Снеговая нагрузка, Па	3200
Вес стационарного оборудования на крыше, кН	49

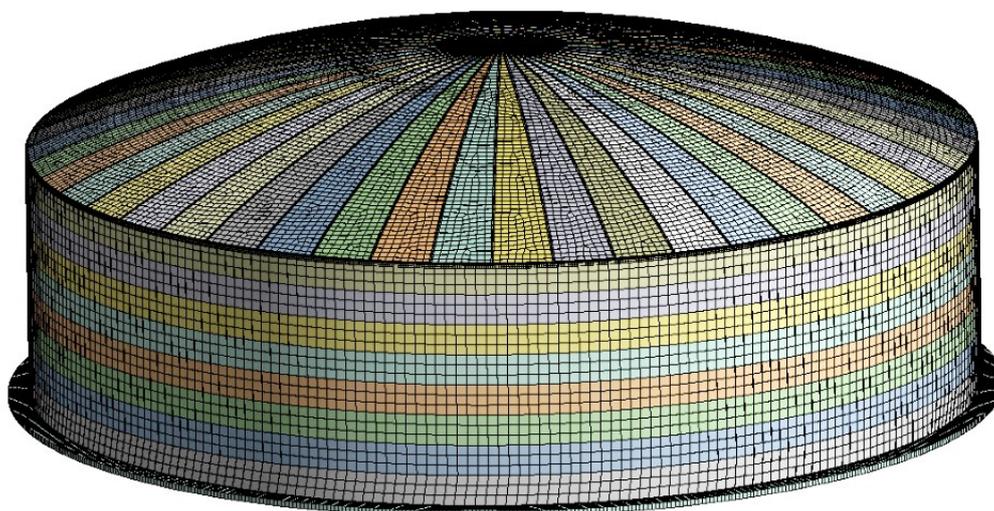


Рисунок 1. Конечно-элементная модель резервуара РВС-20000.

Для проверки достоверности разработанной численной модели была решена верификационная задача: произведен расчет задачи изгиба днища в осесимметричной постановке численным методом, реализуемым в ПК ANSYS, и используя широко-известное аналитическое решение (1), затем было произведено сравнение полученных результатов (рисунок 2).

Аналитическое решение задачи изгиба днища РВС С.П. Тимошенко приводит в [5]. Дифференциальное уравнение изгиба днища имеет вид:

$$D_2 \frac{d^4 w_2}{dx^4} + kw(x) = p_0 \quad (1)$$

где D – цилиндрическая изгибная жесткость днища; p_0 – давление столба жидкости; k – коэффициент постели грунтового основания; w – прогиб днища.

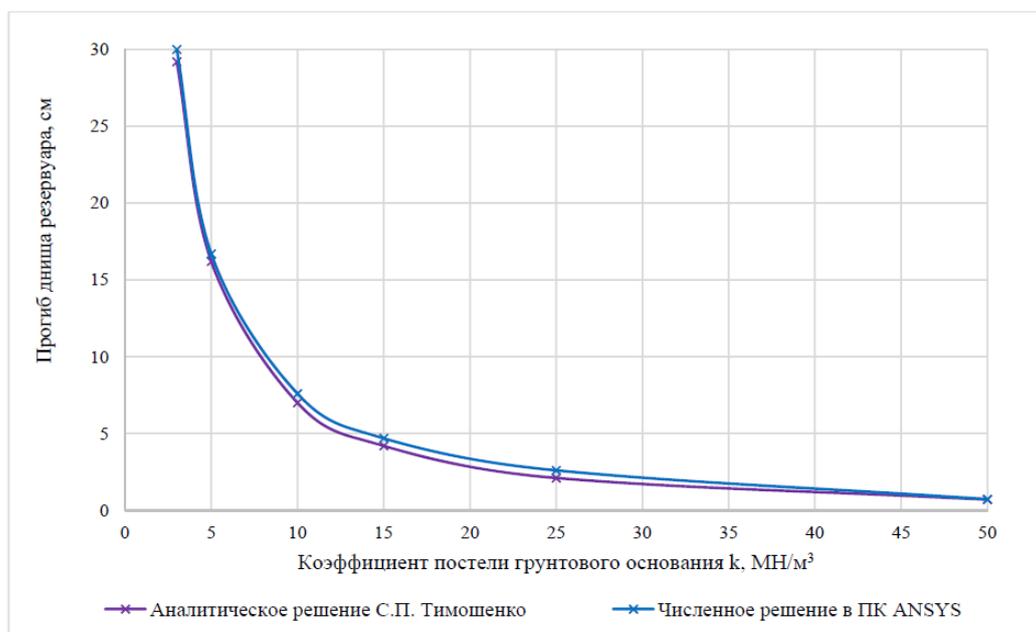


Рисунок 2. Прогибы дна по результатам аналитического и численного расчета в ПК ANSYS

Отличие результатов аналитического и численного расчетов для задачи верификации модели составило не более 3%, что подтвердило достоверность разработанной КЭ-модели резервуара РВС-20000.

Так, была разработана численная модель резервуара объемом 20000 м³, учитывающая реальные геометрические размеры сооружения и физическую нелинейность резервуарной стали, и позволяющая исследовать НДС конструкции в условиях, максимально приближенных к реальным условиям эксплуатации.

Библиографический список

1. Горелов, А. С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров: монография / А. С. Горелов. – Санкт-Петербург: Недра, 2009. – 220 с.
2. Сафарян, М. К. Металлические резервуары и газгольдеры / М. К. Сафарян. – Москва: Недра. – 1987. – 200 с.
3. Напряженно-деформированное состояние стенки резервуара при неравномерных осадках основания / А. А. Тарасенко [и др.] // Известия вузов «Нефть и газ». – 1997. – № 3. – С. 75-79.
4. Инженерный анализ в ANSYS Workbench : учебное пособие / В. А. Бруйка [и др.]. – Самара : СамГТУ, 2010. – 271 с.
5. Тимошенко, С. П. Пластинки и оболочки / С. П. Тимошенко, С. Войновский-Кригер. – Москва : Наука, 1966. – 636 с.

Применение проекционного метода применительно к расчёту параметров нагрузки трубопроводов

Горопов С.Ю., Дорофеев С.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Проекционный метод основан на разложении заданной (измеренной) функции прогиба $w^*(x)$ по известным функциям прогибов от единичных нагрузок – «базисным» функциям. Рассмотрим применение этого метода к задаче об определении нагрузки $q(x)$ на часть прямого стержня $A'B'$ длиной L (рис 1). Пусть $w^*(x)$ – заданная функция прогиба. Прогиб отсчитывается от оси Ax , поэтому должны выполняться следующие граничные условия:

$$w^*(0) = w^*(L) = 0; \quad M^*(0) = M_A; \quad M^*(L) = M_B. \quad (1)$$

Представим функцию $w^*(x)$ в виде:

$$w^*(x) = W(x) + \Psi(x), \quad (2)$$

$$\text{где } W(x) = p_1 W_1(x) + p_2 W_2(x) + \dots + p_{k_f} W_{k_f}(x) \quad (3)$$

здесь p_i – неопределенные коэффициенты, которые необходимо найти, $W_i(x)$ – известные базисные функции, k_f – количество базисных функций, $\Psi(x)$ – погрешность аппроксимации (невязка).

Безразмерные коэффициенты p_i для линейных задач численно равны величинам нагрузок, которые создают прогиб $p_i \cdot W_i(x)$.

Базисные функции $W_i(x)$ могут выбираться различным образом. Это могут быть прогибы от единичных моментов, приложенных к концам рассматриваемого участка трубопровода и от сосредоточенных сил P_1, \dots, P_k , рис 1 а). Вместо сосредоточенных сил можно рассматривать кусочно-постоянные нагрузки q_1, \dots, q_k , рис 1 б). Точные выражения для прогибов имеются в литературе или могут быть получены самостоятельно. Функции W_0, \dots, W_{k+1} для удобства перенумеруем W_1, \dots, W_{k_f} [1].

Коэффициенты p_i определяются из условия минимума невязки $\Psi(x)$ в норме L_2 (методом наименьших квадратов):

$$\|\Psi(x)\|_{L_2} = \int_0^L (W - w^*)^2 dx = \int_0^L (w^*(x) - p_1 W_1(x) - p_2 W_2(x) - \dots - p_{k_f} W_{k_f}(x))^2 dx = \min \quad (4)$$

Условие минимума можно записать в виде системы уравнений:

$$A \cdot P = B, \quad (5)$$

где $A = (a_{i,j})$ – матрица системы, $P = (p_i)$ – вектор неизвестных, $B = (b_i)$ – вектор правых частей системы.

Но, как отмечено выше, прогибы от разных нагрузок могут оказаться близкими. Поэтому функции $W_i(x)$ почти линейно зависимы и система (5) плохо обусловлена. Решение плохо обусловленных систем – это тоже некорректная задача. Таким образом, проекционный метод не устраняет некорректность задачи, но заменяет проблему численного дифференцирования проблемой решения плохо обусловленных систем уравнений. Это

предоставляет дополнительные возможности, так как для решения этих задач имеются свои специальные методы.

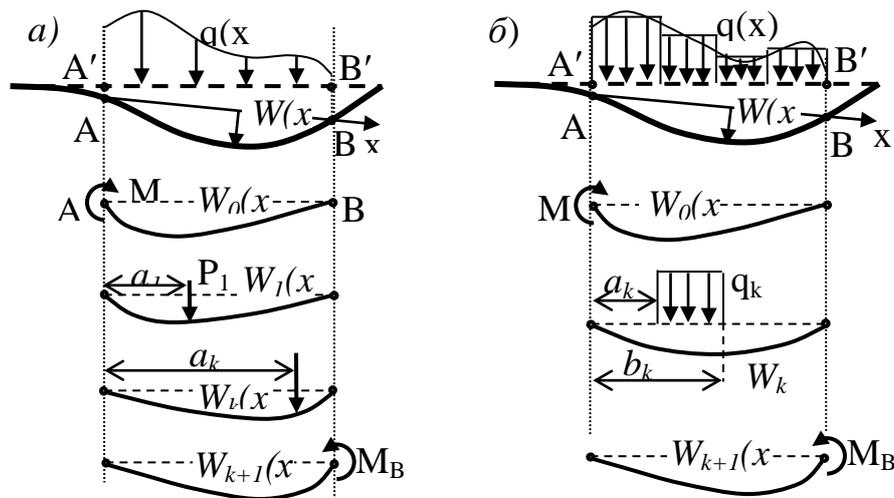


Рисунок 1. К определению базисных функций

Целью решения тестовой задачи является выяснение границ применимости проекционного метода для решения задач с различной величиной погрешности в исходных данных. Это позволяет оценить необходимую точность измерения перемещений трубопровода, а также необходимое количество узлов и базисных функций.

В реальных задачах положение границ – точек A_0 и B_0 (рис. 2), как правило, неизвестно. Предполагается, что перемещения w_k , $k = 0, \dots, n$ могут быть измерены только на участке АВ. Перемещения и погрешность измерения в узлах M_0 и M_n будут равны нулю.

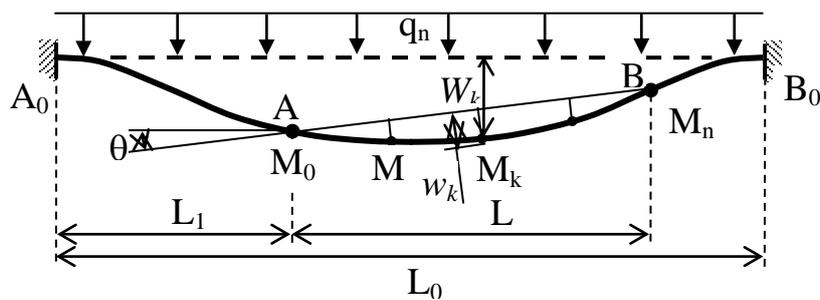


Рисунок 2. Расчетная схема для тестовых задач

В качестве исходных данных для тестовых задач берется точное решение задачи об изгибе жестко зашпеленного стержня равномерно распределенной нагрузкой на участке A_0B_0 (рис 2). Вычисляется точный прогиб W_k на участке А-В. Затем вычисляется прогиб w_k . К вычисленным значениям прибавляется случайная величина δ_k , имитирующая погрешность измерения, получаем «измеренный» прогиб w^* . Используются базисные функции второго типа (прогиб от кусочно-постоянной нагрузки, рис. 1 б).

По измеренным перемещениям w^*_k требуется определить внешние нагрузки на участок А-В, включая поперечные силы Q_A , Q_B и моменты M_A , M_B , приложенные к концам участка в точках А и В [2].

Ниже показаны результаты решения тестовой задачи. Задано $L_0 = 100$ м, $L_1 = 50$ м, $L = 25$ м, внешний диаметр трубы $D = 530$ мм, толщина стенки $h = 10$ мм. Величина равномерно распределенной нагрузки q подбирается так, чтобы прогиб в центре W_{max} равнялся 1 м. При выбранных размерах получим $q_n = 355$ Н/м полная нагрузка на весь участок АВ будет равна:

$$P = q_n \cdot L = 355 \cdot 25 = 8,87 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

В таблице 1 приведены результаты решения, где: k_u – число узлов; k_f – число базисных функций; δ_{max} – максимальная абсолютная погрешность «измерения» перемещений; P_1, P_2, \dots, P_6 – коэффициенты в (3); $P = (\sum q_i) \cdot L$ – полная нагрузка, действующая на участок А-В.

Таблица 1

Результаты решения тестовой задачи.

№ пп	δ_{max}	p_1	p_2	p_3	p_4	p_5	p_6	$P = \sum q_i \cdot L$
Точное решение		$-1,48 \cdot 10^5$	355	355	355	355	$-3,70 \cdot 10^4$	$8,87 \cdot 10^3$
$k_u = 33, \quad k_f = 6$								
1	0,001	$-1,21 \cdot 10^5$	350	547	407	132	$-4,57 \cdot 10^4$	$8,96 \cdot 10^3$
2	0,002	$-1,03 \cdot 10^5$	387	570	418	147	$-4,01 \cdot 10^4$	$9,51 \cdot 10^3$
$k_u = 9, \quad k_f = 3$								
8	0,001	$-1,42 \cdot 10^5$	351	$-4,00 \cdot 10^4$				$8,78 \cdot 10^3$
9	0,003	$-1,22 \cdot 10^5$	345	$-4,20 \cdot 10^4$				$8,62 \cdot 10^3$
10	0,005	$-1,18 \cdot 10^5$	350	$-5,25 \cdot 10^4$				$8,74 \cdot 10^3$

При $k_f = 6$ коэффициенты p_1 и p_6 равны M_A и M_B соответственно, а p_2, p_5 – это кусочно-постоянные нагрузки q_1, \dots, q_4 . Как видно найденные величины нагрузок сильно отличаются от точных значений, хотя полная нагрузка P близка к точной. Вычисления показывают, что коэффициенты p_2, \dots, p_5 существенно зависят от случайных величин погрешностей в узлах, но полная нагрузка почти не зависит от них. При $k_f = 3$ коэффициенты p_1 и p_3 равны M_A и M_B соответственно, а p_2 – это кусочно-постоянная нагрузка q . Полная нагрузка $P = q \cdot L$ определяется даже точнее, чем при $k_f = 6$.

Исходя из вышеизложенного, применительно к расчёту параметров трубопровода, можно сделать следующие выводы:

- для оценки величины нагрузки на трубопровод достаточно трех базисных функций;
- для получения удовлетворительных результатов расчёта достаточно 9 узлов;
- приемлемые результаты могут быть получены при относительной погрешности измерений δ_{max}/w_{max} не более $0,05 = 5\%$, при дальнейшем увеличении относительной погрешности результаты сильно ухудшаются.

Библиографический список

1. Ватульян, А. О. Обратные задачи в механике деформируемого твердого тела / А. О. Витульян. – Москва: Физматлит, 2007. – 224 с.
2. Тихонов, А. Н. Методы решения некорректных задач / А. Н. Тихонов. – Москва: Наука, 1974. – 432 с.

Перспективная структура мониторинга газоперекачивающих агрегатов

Чекардовский С.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Приоритетные направления развития технологий эксплуатации магистральных газопроводов связаны с внедрением современных систем мониторинга технологических процессов и отдельных, наиболее сложных и значимых типов оборудования [1]. Таким оборудованием в частности являются газоперекачивающие агрегаты с газотурбинными приводами (ГПА), представляющие собой сложные технические системы (СТС). Использование информационных технологий в системах мониторинга порождает как широкие возможности, так и проблему избыточности и слабой структурированности информации получаемой конечным пользователем [2]. До сих пор остаётся открытым вопрос – что должен представлять собой мониторинг ГПА?

Мониторингом как организованным наблюдением для определённой цели люди занимались всегда. Эта функция заложена физиологически в каждом организме обладающем органами чувств. Начало формализации и осознанного использования современного понятия мониторинга для решения научных и технических задач можно отнести к третьей четверти прошлого века. В области трубопроводного транспорта природного газа начало развития систем мониторинга в современном понимании можно связать с появлением автоматизированных систем управления и сбора информации в 80-х годах прошлого столетия. Сегодня, несмотря на широкое использование термина «мониторинг» в научной и технической литературе по отношению к процессам эксплуатации и оценки технического состояния ГПА не существует однозначного нормативно утверждённого понятия о его целях задачах и структуре.

ГПА как объект мониторинга представляет собой СТС в которой можно рассматривать следующие основные признаки:

- как минимум четыре одновременно происходящих процесса преобразования энергии;
- режим работы агрегата значительно зависит от внешних атмосферных условий и свойств перекачиваемой среды;

- конструкция газотурбинного привода предполагает нелинейные процессы саморегулирования режима работы компрессорной и турбинной частей,
- для нормального функционирования используются вспомогательные системы постоянного и периодического действия (системы подогрева топливного газа, охлаждения масла смазки, противопомпажные системы и т.д.).

Кроме того конструкции ГПА постоянно совершенствуются, что приводит к значительным различиям по конструкции и характеристикам. Учитывая разнообразие конструктивных элементов и процессов, происходящих в ГПА для получения достаточной информации о техническом состоянии, приходится применять многочисленные разнородные методы контроля и диагностики. Это приводит к необходимости постоянного развития функциональности мониторинга как системы.

Простейший вариант функциональной структуры мониторинга газоперекачивающих агрегатов с целью установления технического состояния и его изменения на основе контроля штатно измеряемых параметров представлен на рисунке 1.

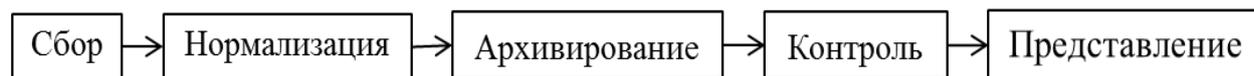


Рисунок 1. Простейшая структура мониторинга ГПА

Сбор данных – процедура получения сигналов непосредственно от датчиков штатной системы управления или данных полученных с помощью органолептических методов в рамках штатного обслуживания и осмотра ГПА.

Нормализация полученных данных - процедура приведения данных к единой системе вычисления или представления.

Архивирование – процедура структурирования, записи и хранения данных в информационных носителях различного рода.

Контроль – процедура сравнения полученных данных с пороговыми значениями параметров для выявления отклонений от нормального диапазона значений.

Представление – процедура преобразования результатов контроля в визуальном или числовом виде.

Элементы представленной структуры постоянно изменяются в соответствии с развитием аппаратного и методического содержания. Так, например датчики становятся более точными, компактными и менее чувствительными к помехам, аппаратура для нормализации, архивирования и представления данных переходит в разряд компьютерной и сетевой техники, что позволяет в неограниченных масштабах совершенствовать методи-

ческую составляющую систем мониторинга. Функция контроля за счёт этих изменений преобразуется в функциональный комплекс, включающий в себя:

- контроль;
- диагностику (включая локализацию и идентификацию дефектов);
- оценку показателей надёжности;
- оценку энергоэффективности;
- прогнозирование (изменения параметров, технического состояния, показателей надёжности и остаточного ресурса).

В совокупности этот функциональный комплекс может быть представлен как функция анализа данных по различным методам для разработки вариантов обоснованных решений по управлению техническим состоянием и оптимизацией режимов работы ГПА.

Таким образом, в системе мониторинга появляется новая функция – одна из составных частей функции управления объектом – разработка предварительных вариантов управленческих решений используемых в системах помощи принятия решений.

Тогда функциональная структура мониторинга газоперекачивающих агрегатов примет вид, показанный на рисунке 2.



Рисунок 2. Перспективная логически замкнутая структура мониторинга ГПА

Замкнутая функциональная структура мониторинга при высокой степени автоматизации позволяет снизить до минимума влияние человеческого фактора на принимаемые решения, что положительно влияет на оперативность управления, эффективность, надежность и безопасность эксплуатации ГПА.

Библиографический список

1. Чекардовский, М. Н. Методология контроля и диагностики энергетического оборудования системы теплогазоснабжения / М. Н. Чекардовский. – Санкт-Петербург : Недра, 2001. – 145 с.
2. Земенкова, М. Ю. Методология научных исследований в нефтегазовой отрасли / М. Ю. Земенкова, С. М. Чекардовский. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 312 с.

Планирование экспериментальных исследований оборудования нефтегазовых промыслов

Чекардовский М.Н., Чекардовский С.И., Чекардовская И.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время необходимо стремиться к увеличению доли российского газа в мировом энергобалансе за счет пуска Северного потока с новым оборудованием компрессорных станций (КС), а также за счет проведения реконструкции эксплуатируемых КС, повышение надежности оборудования, снижение энергозатрат.

Преыдущее стремление обеспечить высокие технико-экономические показатели газотранспортной системы в целом, в том числе в сложных природно-климатических условиях, привело к внедрению и применению на КС сложных систем, в состав которых входили приборы и комплектующие различной физической природы, в основу построения которых положены разные принципы действия. Это, в свою очередь, усложняло процесс использования и обслуживания оборудования, требовало высокого уровня специальных знаний и улучшения организации труда на КС магистральных газопроводов. В результате текущей реконструкции парк газоперекачивающих агрегатов (ГПА) становится больше однотипным и позволит разработанную систему контроля и мониторинга применить в реконструированной системе.

При существующем парке ГПА, инфраструктуре используются рекомендации, выработанные рядом научных и научно-производственных объединений. Однако эффективность этих рекомендаций не дает должного результата.

В настоящее время эффективное использование методов, средств мониторинга и технической диагностики ГПА КС Западной Сибири невозможно без эффективного планирования, выполнения организационных, научно-исследовательских и практических работ. Следует обратить внимание на изменения, которые произошли в системе эксплуатации, обслуживания и ремонта ГПА КС Западной Сибири.

С научной точки зрения представляет интерес анализ режимов работы ГПА, их метрологическое обеспечение, степень загрузки, техническое обслуживание, ремонт и, как следствие, техническое состояние ГПА, надежность и эффективность работы.

Планирование эксперимента (experimental design techniques) - комплекс мероприятий, направленных на эффективную постановку опытов. Основная цель планирования эксперимента (ПЭ) - достижение максимальной точности измерений при минимальном количестве проведенных опытов и сохранении достоверности результатов [1].

Согласно вышесказанному сформированы цель, вид, условия, этапы планирования экспериментов и представлены на рисунке 1.

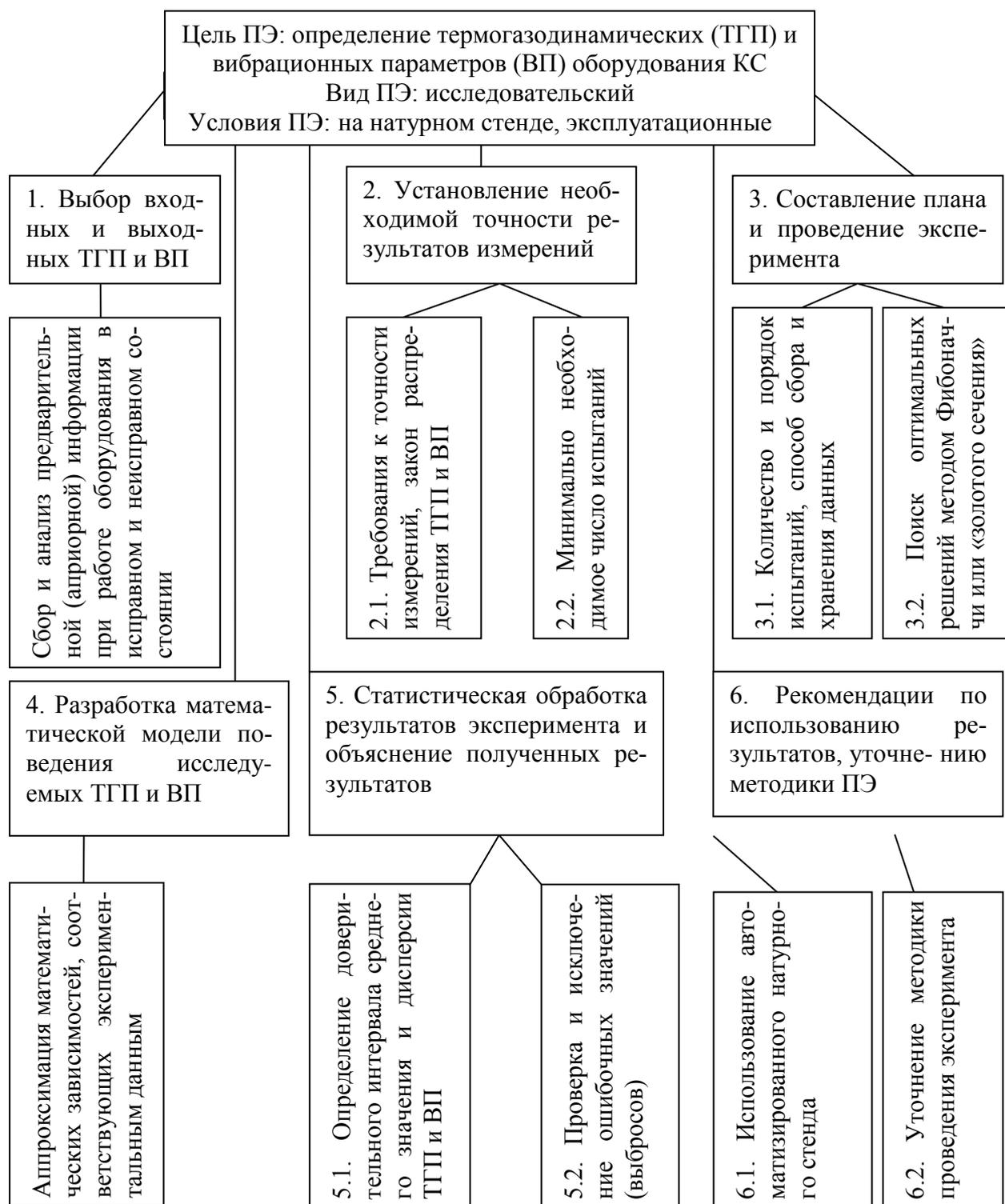


Рисунок 1. Цель, вид, условия и этапы планирования экспериментов

Планирование эксперимента включает ряд этапов, представленных в литературе [1, 3].

При разработке методик проведения эксперимента необходимо предусмотреть:

- проведение предварительного целенаправленного наблюдения над изучаемым объектом или явлением с целью определения исходных данных (гипотез, выбора варьирующих факторов);

- создание условий, в которых возможно экспериментирование (подбор объектов для экспериментального воздействия, устранение влияния случайных факторов);

- определение пределов измерений; систематическое наблюдение за ходом развития изучаемого явления и точные описания фактов;

- проведение систематической регистрации измерений и оценок фактов различными средствами и способами;

- создание повторяющихся ситуаций, изменение характера условий и перекрестные воздействия, создание усложненных ситуаций с целью подтверждения или опровержения ранее полученных данных;

- переход от эмпирического изучения к логическим обобщениям, к анализу и теоретической обработке полученного фактического материала.

Применение математической теории эксперимента позволяет уже при планировании определенным образом оптимизировать объем экспериментальных исследований и повысить их точность.

Результаты экспериментов должны отвечать трем требованиям:

- требование эффективности оценок, т.е. минимальность дисперсии отклонения относительно неизвестного параметра;

- требование состоятельности оценок, т.е. при увеличении числа наблюдений оценка параметра должна стремиться к его истинному значению;

- требование отсутствия систематических ошибок в процессе вычисления параметров [1, 2].

Библиографический список

1. Григорьев, Ю. Д. Методы оптимального планирования эксперимента: линейные модели: учебное пособие / Ю. Д. Григорьев. – Санкт-Петербург : Лань, 2015. – 320 с.

2. Ефимова, А. И. Общий физический практикум физического факультета МГУ. Погрешности эксперимента / А. И. Ефимова, А. В. Зотеев, А. А. Склянкин : учебно-методическое пособие. – Москва: МГУ, Физический факультет, 2012. – 39 с., ил.

3. Серафинович, Л. П. Планирование эксперимента / Л. П. Серафинович: учебное пособие. – Томск : Томский межвузовский центр дистанционного образования. – 2006. – 128 с.

Анализ сейсмостойкой устойчивости резервуара типа «РВС» с применением линейно-спектрального метода

Ченур П.В., Тарасенко А.А., Эсиева К.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Данная работа посвящена исследованию сейсмостойкости вертикального стального резервуара РВС-20000 с учетом отклика системы «фундамент–резервуар–жидкость», выполненному на основе метода конечных элементов, модального анализа и линейно-спектральной теории.

Проблема сейсмоустойчивости вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти, является актуальной уже давно. Линейно-спектральный метод расчета даёт возможность привести систему с N степенями свободы к N независимым системам с одной степенью. Был осуществлён модальный анализ для определения собственных частот и форм колебаний конструкции, затем анализ сейсмостойкости резервуара.

В программы ANSYS была разработана и верифицирована авторами в [5] геометрическая модель резервуара, а также подтверждена достоверность расчетов. Затем проведена ее оптимизация и экспорт в модули «*Modal*» и «*Response Spectrum*».

Основные этапы модального анализа РВС-20000:

1. Разработка геометрической модели РВС-20000;
2. Учёт свойств материалов: нефти, резервуарной стали; металлоконструкции моделируются конечными элементами SHELL181, SOLID186, BEAM188, нефть в резервуаре моделируется тетраэдрическими элементами FLUID80;
3. Производится расчет для пяти случаев наполнения резервуара: опорожненного, заполненного на $1/3$, $1/2$, $2/3$ и до верхнего уровня;
4. Граничные условия учитывают упругое железобетонного фундаментного кольца и листов центральной части днища по нижней плоскости;
5. Контакт днища и стенки с жидкостью производится с учетом параметров проскальзывания – «*no separation*».

Результаты расчета наиболее показательных собственных частот колебаний резервуара, полностью заполненного до проектной отметки показаны на рисунке 1.

Результаты расчета собственных частот для трех случаев заполнения для первых 10 форм колебаний показаны в таблице 1

Было осуществлено сложение откликов и использован метод комбинации мод SRSS для выполнения линейно-спектрального анализа сейсмического воздействия. Для внешнего сейсмического воздействия использованы обобщенные сейсмические спектры ответа из в работе [4].

Результаты расчета показали, что наиболее опасным является полное заполнение резервуара. При 9-балльном воздействии по шкале MSK-64, появляются недопустимые напряжения в 6-8 горизонтальных поясах стен-

ки, достигающие величин 420 Мпа. Предел текучести резервуарной стали 09Г2С $\sigma_T = 325$ МПа.

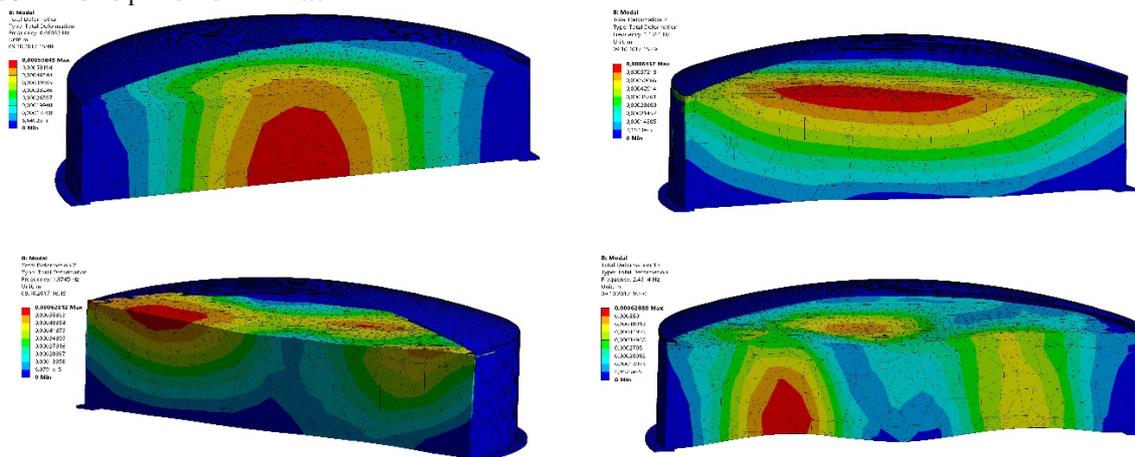


Рисунок 1. Эпюры деформаций полностью заполненного резервуара

Таблица 1

Результаты расчета собственных частот колебаний РВС-20000

Заполнение РВС	№ моды колебаний									
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Частота колебаний, Гц										
Полностью заполнен	0,66	1,14	1,2	1,42	1,45	1,87	1,96	2,13	2,29	2,35
Заполнен на 2/3	0,62	1,31	1,34	1,61	1,64	1,79	2,15	2,3	2,5	2,6
Опорожненный	0,16	0,19	0,23	0,28	0,31	0,38	0,41	0,51	0,64	0,7

В опорожненном РВС действующие эквивалентные напряжения в конструктивных элементах не превышают величины 38 Мпа даже при землетрясении в 9 баллов. Получены зависимости максимальных напряжений от величины налива нефти при землетрясениях в 7-9 баллов и представлены на рисунке 2.

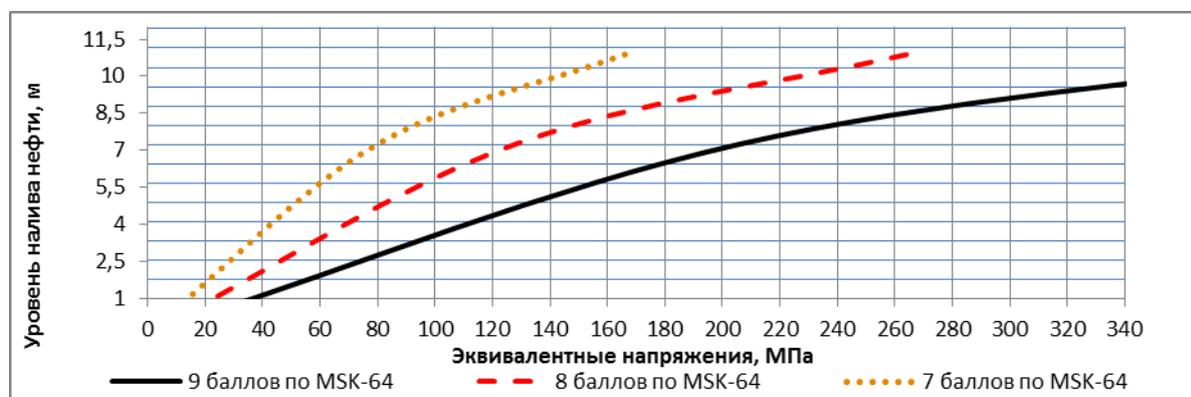


Рисунок 2. Зависимости макс. напряжений

Анализируя полученные результаты, сделаны следующие выводы:

1. Применение метода линейно-спектрального для оценки сейсмического воздействия на вертикальные резервуары является наиболее оптимальным при решении практических задач, т.к. учитываются параметры собственных колебаний жидкости и конструкции РВС, задействовано максимально возможное число спектров воздействия (по данным реально происходивших землетрясений). Согласно нормативным документам [1-3] это позволяет моделировать наиболее неблагоприятные случаи землетрясений
2. Максимальные действующие напряжения в металлоконструкциях РВС-20000 дислоцированы в зонах 5-8 поясов стенки резервуара. В отличие от РВСПК-50000 с плавающей крышей, где при сейсмическом воздействии максимальный уровень напряжений находится на высоте 1-2 поясов, в настоящей работе резервуар со стационарной крышей имеет другие параметры жёсткости. Это подтверждает утверждение авторов [5], согласно которому, при расчете НДС в неосесимметричной постановке, упрощение геометрии верхнего узла резервуара недопустимо.

Библиографический список

1. Строительство в сейсмических районах : СП 14.13330: утв. М-вом строительства и жилищно-коммунального хозяйства Рос. Федерации 24.05.18 : введ. в действие с 25.11.18. – Москва: Стандартинформ, 2018. – 63 с.
2. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций : НП 031-01: утв. пост. ГГТН Рос. Федерации 19.10.2001 : введ. в действие с 01.01.02. – Москва: Стандартинформ, 2002. – 34 с.
3. Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов : СТО СА 03-002-2009: утв. пост. ГГТН Рос. Федерации 18.10.02 : введ. в действие с 19.05.09. – Москва: Ростехэкспертиза, 2009. – 331 с.
4. Синельщиков, А. В. Математическая модель сейсмических спектров ответа для проектных основ сооружений с крановыми нагрузками / А. В. Синельщиков, Н. Н. Панасенко, Л. С. Синельщикова // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2012. – № 1. – С. 66-74.
5. Tarasenko, A. Study of Deformations in a Large-Capacity Oil Storage Tank in the Presence of Subgrade Inhomogeneity Zones / A. Tarasenko, P. Chepur, A. Gruchenkova // MATEC Web of Conferences. – 2016. – № 1. – P. 01025.
6. Youhai, G. Influence of laminated rubber bearings parameters on the seismic response of large LNG storage tanks / G. Youhai, A. A. Tarasenko, H. Sining // World Information on Earthquake Engineering. – 2016. – № 1. – P. 219-227.
7. Seismic analysis of vertical steel tanks RVSPK-50000 using a linear-spectral method / G. G. Vasilyev [and etc.] // Neftyanoe Khozyaystvo Oil Industry. – 2015. – № 1. – P. 120-123.

СЕКЦИЯ «Автоматизация, моделирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии»

Применение геоинформационных технологий для пространственно- временного обеспечения цифровизации нефтегазовой отрасли на территориях Крайнего Севера

Бударова В.А., Мартынова Н.Г., Шереметинский А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В статье представлен опыт применения геопространственной информации для целей цифровизации нефтегазовой отрасли экономики. Доступ к этим данным является важным инструментом устойчивого развития территории любого государства для принятия как политических и экономических решений, так и организации деятельности в решении проблем экологичного природопользования, привлечения инвестиционных ресурсов, внедрения новейших технических и технологических разработок на территории Крайнего Севера Тюменской области.

Согласно Концепции развития главной геодезической основы Российской Федерации (РФ) в соответствии с основными положениями о государственной геодезической сети актуальным на ближайшую перспективу является развитие высокоточных геодезических сетей, ориентированное на широкое использование спутниковых технологий, в том числе, создание сети базовых станций ГЛОНАСС/GPS на территориях месторождений в условиях Крайнего Севера.

Объект исследования в административном отношении расположен на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) Тюменской области РФ в сейсморазведочной партии 2 – СП-2 (рисунок 1).

Топографо-геодезические работы проводятся с целью обеспечения сейсморазведочных исследований МОГТ (метод общей глубинной точки) 3D в масштабе 1:25 000. На площади проектируется выполнить следующий комплекс работ по геодезическому обеспечению сейсморазведочных исследований МОГТ 3D:

- сгущение пунктов геодезического съёмочного обоснования с помощью наземных пользовательских средств глобальной системы позиционирования (приёмниками GNSS) в режиме «СТАТИКА», с определением координат и высот от пунктов государственной геодезической сети (ГГС), со среднеквадратической погрешностью в плане и по высоте не более $\pm 0,2$ м. При этом, расстояние между пунктами сгущения ГГС должно быть таким, чтобы суммарная ошибка при позиционировании ПГН не превышала ± 1.0 м относительно пунктов ГГС ;

- съёмка текущих изменений местности (если имеются точечные, линейные и/или площадные промысловые и/или хозяйственные объекты и сооружения) на площади работ;
- величина допустимого отклонения фактического положения от проектного не должна превышать при выносе в натуру ± 4.0 м;
- сохранение каталога координат и высот ПГН на оптическом носителе CD-R и вывод каталога на бумажном носителе в необходимом количестве экземпляров [1, 2].



Рисунок. 1. Обзорная схема района работ

Методика и планируемый объем работ. Этап работ – поисково-оценочный (стадия – поиск и оценка месторождений) и разведочный. Вид работ - При проведении сейсморазведочных работ МОГТ 3D на проектируемом участке будет использоваться неортогональная (наклонная) система наблюдения, «slant», с углом наклона линий возбуждения 45° . Шаг между ПП равен шагу между ПВ, в проекции на ось X, и составляет 50 м., что обеспечивает размер бина по глубине равному 25x25 м. Отработка будет производиться с использованием вибрационных источников и регистрацией возбуждений 1 ПВ в пределах одной расстановки и 6 ПВ между двух линий приема (с перекрытием полос на 27 приемных линий). Всего в сезоне 2018-2019гг. запланировано выполнить 6774 пог. км. (47504 ф.н.).

Оборудование и программное обеспечение (ПО) геодезического отдела представлено приёмниками Leica GS 10 (Швейцария) – 9 шт.; базовыми р/модемами и репитер PDL – 4 шт.; ПО Leica Geo Office – 2 пакет; ПО MapInfo – 2 пакет.

Создание опорной сети на площади проведения работ. Для выноса проектного положения и планово-высотной привязки ПГН, использовалась

базовая станция, установленная рядом с балком-офисом топоотряда. Схема привязки базовой станции СП-2 (База) показана на рисунке 2.

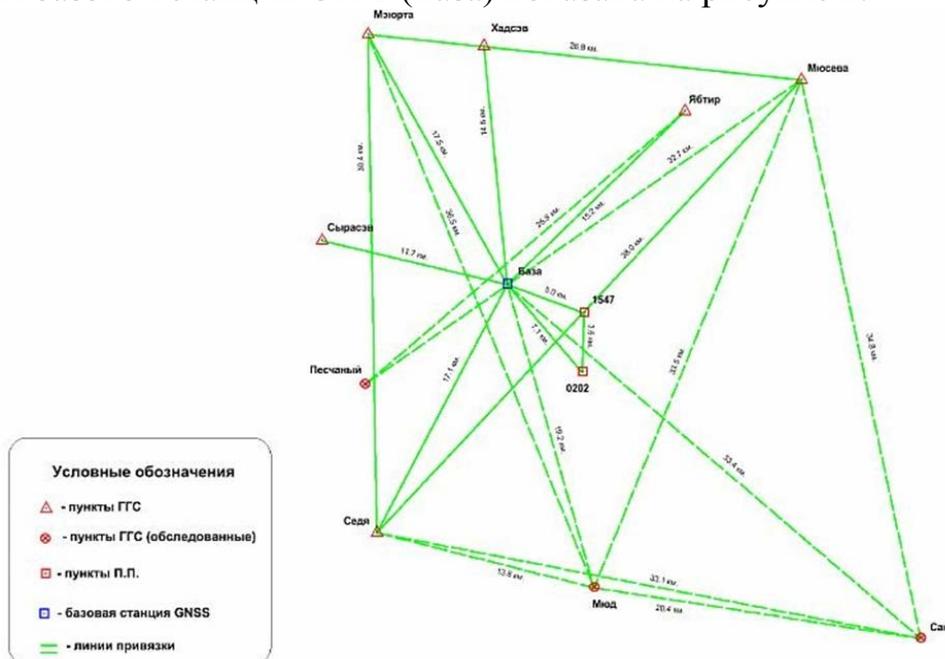


Рисунок 2. Схема привязки базовой станции СП-2 (База)

Для выполнения точностных требований Заказчика организована собственная базовая станция дифференциальных поправок на все спутниковые приёмники сейсмопартии для работы в режиме реального времени (RTK). В качестве базовой станции используется GNSS-приемник Leica GS 10 GNSS, работающий в системах GPS и ГЛОНАСС. Этот приемник ретранслирует RTCM или CMR поправки через радиомодем на GPS приемники геодезической группы. Определение координат места установки сейсмических датчиков производится GPS приемниками Leica GS 10 GNSS. Места установки приёмных датчиков будут закрепляться на месте кольями с указанием на них номеров профилей и пикетов. Обработка данных GNSS и уравнивание измерений производились в ПО Leica Geo Office.

Полученный опыт применения современных геоинформационных технологий получения и обработки пространственно-временной информации при выполнении геодезических работ на примере месторождения на территории Крайнего Севера может быть использован для совершенствования процесса земельно-кадастровых работ, в том числе, цифровизации объектов земельно-имущественного комплекса в целом, рационально используя созданные базовые станции.

Библиографический список

1. Неумывакин, Ю. К. Земельно-кадастровые геодезические работы: учебник / Ю. К. Неумывакин, М. И. Перский – М.: КолосС, 2006. – 184 с.
2. Олейник, А. М. Геодезический мониторинг геотехнических систем добычи и транспорта газа в условиях распространения многолетне-

мерзлых грунтов: теория и практика: монография / А. М. Олейник. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 356 с.

Возможности высокоточных альтернативных численных моделей для исследования нелинейных процессов фильтрации

Грачев С.И.¹, Стрекалов А.В.², Мулявин С.Ф.¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень;

²ООО «ТННЦ», Тюмень

Актуальность темы исследования. Системы обустройства месторождений газа, в том числе скважины и скважинное оборудование являются основным средством добычи. Оптимальное управление такими системами с позиции полноты извлечения углеводородов и минимизации энергетических затрат является существенным ресурсом к планированию мероприятий по регулированию и экономии затрат [1].

Задачи, решаемые программным продуктом HydraSym [2].

1. Оптимизация систем разработки и режимов эксплуатации в условиях данного месторождения на основе адресного высокоточного моделирования;
2. Поиск текущего распределения остаточных запасов газа и газоконденсата с имитацией квантового отжига;
3. Учет внешних напряжений и прочностных свойств пород. Внутренние напряжения вызваны распределением давления и фильтрационных процессов;
4. Определение текущего распределения расходов, давлений, температур в наземных системах с произвольной структурой и свойствами элементов;
5. Идентификация состояния пластовой системы;
6. Имитация практически любых производственно-эксплуатационных ситуаций, отражаемых в распределении гидравлических и тепловых параметров потока в элементах системы;
7. Оптимизация структуры добывающей системы посредством анализа результатов вычислительных экспериментов;
8. Оптимизация технических характеристик элементов, исходя из соблюдения технологических и эксплуатационных условий.

Основные преимущества программного комплекса HydraSym.

1. Дружелюбный интерфейс позволяет вносить изменения в структуру модели и редактировать свойства ее элементов;
2. Для всех модулей программного продукта есть русскоязычный интерфейс и справочное руководство на русском языке;
3. Приемлемая скорость расчета;
4. Учет произвольных гидравлических характеристик элементов: характеристик насосных агрегатов с учетом внерабочих режимов, обратных клапанов, водозаборных и нагнетательных скважин;

5. Автоматизированная адаптация модели на фактические режимы работы насосных станций и скважин;

6. На основе данных интерпретации геофизических исследований добавлена возможность построения геологических моделей и их редактирования;

7. Гидродинамическая модель не имеет ограничений на количество конечных элементов и легко настраивается;

8. Прогнозирование гидроволновых явлений позволяет разрабатывать регламенты по регулированию гидравлических систем;

9. Алгоритмы, заложенные в основу гидродинамической модели, позволяют рассчитывать прогноз динамики ФЭС многопластовой системы с высокой точностью и низкой дискретностью по времени;

10. Гидродинамическая модель позволяет выявить факты образования техногенных трещин и их влияние на систему разработки расчетным путем;

11. В работающих и остановленных скважинах реализованная гидродинамическая модель расчетным путем позволяет выявить внутрискважинные межпластовые перетоки;

12. В продукте возможно использование моделей гидросистемы продуктивных пластов и наземной части гидросистемы совместно или раздельно;

13. Реализованные модели гидросистем являются трехмерно-ориентированными;

14. Модель гидросистемы ППД позволяет прогнозировать и учитывать возможные аварийные ситуации: межскважинные и межпластовые перетоки, обратные потоки через насосные агрегаты, и т.п.;

15. Реализована автоматизированная оптимизация подбора штуцеров, дросселирующей арматуры путем минимизации расхождений по фактическим приемистостям;

16. Реализованы алгоритмы технической оптимизации: подбор насосных агрегатов исходя из максимизации к.п.д. гидросистемы;

17. Возможность оценки коэффициента полезного действия сети и гидросистемы, насосных агрегатов и потребляемой мощности с помощью модели системы ППД;

18. Добавлен учет нелинейных эффектов при нестационарном течении в сжимаемых пористых средах, таких как гидравлический удар, гидронеоны и др.;

19. Возможность расчета и прогнозирования ускорений потоков с помощью учета сил инерции;

20. Возможность задавать пользователем собственные законы течения и фильтрации;

21. Количество элементов модели скважин и наземной сети может достигать нескольких десятков тысяч;

22. Для отработки знаний добавлен модуль генерирования виртуальных месторождений;

23. Для увеличения точности расчета модифицирована модель притока к скважинам в условиях его произвольной геометрии, тензора проницаемости и свободного пересечения ячеек.

Возможно создание «информационной экосистемы», его ключевая особенность заключается в существовании набора функциональных приложений, решающих разносторонние задачи в Upstream, но работающих под управлением единой Платформы.

Библиографический список

1. Стрекалов, А. В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления / А. В. Стрекалов. – Тюмень : ОАО Тюменский дом печати, 2017. – 664 с.

2. Свид. 2014614505 Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Программный комплекс гидродинамического моделирования природных и технических систем «Немезида Гидрасим» / С. И. Грачев, А. В. Стрекалов; заявитель и правообладатель С. И. Грачев, А. В. Стрекалов. – №2014612343; заявл. 19.03.14; опубл. 20.05.14, Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

Численное моделирование стационарного температурного поля пласта с применением «точной схемы»

Гумерова Н.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рассмотрение стационарного температурного поля по «точной схеме» имело целью доказательство того, что

$$\lim_{x \rightarrow \infty} u_0(x, y) = \lim_{x \rightarrow \infty} u_1(x, y) = 0 \quad (1)$$

Справедливость равенства (1) следует из анализа решения следующей задачи [1]:

$$u_0 = \omega + \int_0^{\infty} x^y b(s) \operatorname{ch}[s(y+1)] J_\nu(xs) \cdot ds \quad (2)$$

$$u_1 = \int_0^{\infty} a(s) \exp(-ys) J_0(xs) \cdot ds \quad (3)$$

Поставленная задача решена путем использования метода интегральных преобразований, главным образом преобразования Лапласа-Карсона [2]. Кроме того, для получения результатов применялись свойства разрывных интегралов Вебера-Шафхейтлина, двойного интеграла Фурье-Бесселя и интегральная теорема Ханкеля [3].

При решении поставленной задачи дополнительно получена формула, которая позволяет найти зависимости температуры от различных параметров.

$$\bar{u}_0(x) = \int_{-1}^0 u_0(x, y) dy = \int_0^x \frac{x}{s} shsb(s) J_1(xs) ds + \frac{4}{\pi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{x}{m} K_1\left(\frac{m\pi x}{2}\right) \frac{1 - (-1)^m}{2}. \quad (4)$$

Конечным итогом исследования являются полученные зависимости температуры \bar{u}_0 , представленной в формуле (4) от таких параметров, как время (τ), коэффициент теплопроводности (λ); коэффициент проницаемости данного слоя пласта (χ_i), толщина пласта (h), дебит нагнетаемой жидкости (Q), радиус оси линейного источника несжимаемой жидкости (r).

Поставленная задача реализована с использованием программного модуля, который позволяет получить результаты в графическом и табличном виде.

Так, например, в таблице 1 представлены результаты расчета изменения значения температуры \bar{u}_0 в зависимости от изменения коэффициента теплопроводности λ от 0,5 до 1,5 с интервалом 0,5.

Таблица 1

Зависимость температуры $\bar{u}_0(r)$ с учетом изменения коэффициента теплопроводности λ

Исходные данные:		$\tau=50$ сут.	$Q=500$ м ³ /сут.	$\chi=0,1$ мДа	$h=1$ м
$\lambda=0,5$	$\lambda=0,5$	$\lambda=1$	$\lambda=1$	$\lambda=1,5$	$\lambda=1,5$
0,9916	0,0034	0,9925	0,0060	0,9933	0,0104
0,9669	0,0022	0,9702	0,0040	0,9733	0,0073
0,9270	0,0014	0,9342	0,0027	0,9410	0,0050
0,8739	0,0008	0,8860	0,0017	0,8976	0,0034
0,8101	0,0005	0,8277	0,0011	0,8447	0,0023
0,7384	0,0003	0,7616	0,0007	0,7842	0,0015
0,6618	0,0002	0,6903	0,0004	0,7183	0,0010
0,5833	0,0001	0,6162	0,0003	0,6491	0,0006
0,5055	0,0001	0,5419	0,0002	0,5787	0,0004
0,4307	0,0000	0,4693	0,0001	0,5090	0,0003
0,3609	0,0000	0,4004	0,0001	0,4417	0,0002
0,2973	0,0000	0,3364	0,0000	0,3782	0,0001
0,2409	0,0000	0,2785	0,0000	0,3194	0,0001
0,1919	0,0000	0,2270	0,0000	0,2662	0,0000
0,1503	0,0000	0,1823	0,0000	0,2188	0,0000
0,1158	0,0000	0,1442	0,0000	0,1775	0,0000
0,0877	0,0000	0,1123	0,0000	0,1420	0,0000
0,0653	0,0000	0,0862	0,0000	0,1121	0,0000
0,0478	0,0000	0,0652	0,0000	0,0874	0,0000
0,0344	0,0000	0,0485	0,0000	0,0671	0,0000

0,0244	0,0000	0,0356	0,0000	0,0509	0,0000
0,0170	0,0000	0,0257	0,0000	0,0381	0,0000
0,0116	0,0000	0,0183	0,0000	0,0281	0,0000
0,0078	0,0000	0,0128	0,0000	0,0205	0,0000
0,0052	0,0000	0,0088	0,0000	0,0147	0,0000

В результате численного моделирования и решения полученной модели по средствам программного модуля получено, что при нагнетании в пласт несжимаемой жидкости через единичную скважину температура пласта и окружающих его пород стремится стабилизироваться к такому распределению, что на достаточно большом расстоянии от нагнетательной скважины она будет сколь угодно мало отличаться от начальной температуры пласта.

Библиографический список

1. Рубинштейн, Л. И. Температурные поля в нефтяных пластах. – Москва : Недра. – 1972. – 276 с.
2. Гуменова, Н. В. Исследование температурного поля одиночной скважины / Н. В. Гуменова, Р. Я. Кучумов // Инновации и эффективность производства: сборник трудов Региональной научно-технической конференции. – Сургут : Изд-во «Векторбук», 2006. – С. 3.
3. Гуменова, Н. В. Моделирование расчета изменения температурного поля пласта при неустановившемся притоке жидкости к несовершенной скважине / Н. В. Гуменова, С. Ю. Свенский // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы VI Региональной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень: Изд-во «Векторбук», 2007. – С. 8-9.

Автоматизированный замерный узел расхода и количества газа на нейро-нечетких алгоритмах

Даев Ж.А.

Башиев университет, г. Актобе, Казахстан;

Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

Неуклонно возрастает темп потребления ископаемых энергоресурсов. Среди потребляемых человеком ископаемых энергоресурсов таких, как нефть, уголь и газ, четверть доли занимает природный газ. В соответствии с работой [1] уменьшение потребления этого энергоресурса в ближайшие годы не прогнозируется. Поэтому возрастает актуальность решения задачи, которая связана с совершенствованием методов измерения и контроля расход и количества добываемого и потребляемого природного и нефтяного попутного газов.

Во многих странах главным способом доставки природного газа до мест его потребления является трубопроводный транспорт. Одной из основных задач, которые возникают при эксплуатации разветвленных магистральных газопроводов является контроль потребляемого расхода газа. Для решения этой задачи применяются различные узлы измерения расхода и количества газа. Такие узлы могут подразделяться на коммерческие узлы и собственного потребления. Если коммерческие узлы измерения расхода и количества газа требуют средств измерений очень высокого класса точности, то приборы, которые устанавливаются для измерения газа на собственные нужды, имеют довольно низкий класс, а в ряде случаев, газ на собственные нужды могут учитывать через нормы потребления различного оборудования. Последний способ значительно снижает точность учета, и может негативно сказаться при формировании баланса потребленного объема газа. Поэтому на объектах магистрального газопровода возникает задача, связанная с необходимостью инструментальных методов контроля и измерения объемов газа на менее дорогих и простых решениях.

Для решения данной задачи авторами предлагается реализация вычислителя расхода газа, алгоритм некоторых функций которого основан на более простых решениях. Таким решением является применение нейро-нечетких сетей либо нечетких множеств при реализации некоторых характеристик расходомерных систем.

Одним из самых распространённых методов измерения расхода природного газа является метод переменного перепада давлений, который реализуется в соответствии с нормативным документом [2]. В соответствии с [2] основные уравнения для измерения расхода по методу переменного перепада давления описываются следующим образом:

$$Q = CE\varepsilon \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \quad (1)$$

где d – диаметр отверстия сужающего устройства; ρ – плотность газа в рабочих условиях; Δp – перепад давления, создаваемый сужающим устройством; C – коэффициент истечения сужающего устройства, E – коэффициент скорости входа; ε – коэффициент расширения, если измеряемая среда является газом.

Коэффициенты истечения сужающих устройств являются основными характеристиками расходомерных систем переменного перепада давлений. Они отражают близость воспроизводимого системой расхода его функции преобразования, иными словами, чем ближе воспроизводится расход газа по уравнению (1), тем ближе значение коэффициента истечения единице. Однако в действительности коэффициент истечения представляет собой сложную зависимость в виде эмпирического уравнения. Если заменить уравнение для коэффициента истечения на нейро-нечеткую сеть, то можно получить характеристику, которая достаточно легко реализуется в автоматизированных системах. Такой подход позволяет обновлять

синаптические коэффициенты при необходимости получения более точных данных.

Коэффициент истечения представляет собой функцию двух переменных, зависящих от числа Рейнольдса и относительного диаметра. Для реализации такой системы введем две лингвистические переменные. Для лингвистической переменной «Относительный диаметр» введем несколько нечетких множеств. Относительный диаметр в соответствии с нормативом [3] определяется в диапазоне значений от 0,1 до 0,75, поэтому введем следующие термы:

$B_1 = \{ \beta, \mu_{B_1}(\beta) \}$ – очень малое значение, $B_2 = \{ \beta, \mu_{B_2}(\beta) \}$ – малое значение, $B_3 = \{ \beta, \mu_{B_3}(\beta) \}$ – среднее значение, $B_4 = \{ \beta, \mu_{B_4}(\beta) \}$ – большое значение, $B_5 = \{ \beta, \mu_{B_5}(\beta) \}$ – очень большое значение, где β – относительный диаметр диафрагмы, $\mu(\beta)$ – функция принадлежности нечетких множеств.

Также определим следующую лингвистическую переменную «Число Рейнольдса» со своими термами, которые представлены нечеткими множествами в следующем виде:

$A_1 = \{ Re, \mu_{A_1}(Re) \}$ – очень малый диапазон, $A_2 = \{ Re, \mu_{A_2}(Re) \}$ – малый диапазон, $A_3 = \{ Re, \mu_{A_3}(Re) \}$ – средний диапазон, $A_4 = \{ Re, \mu_{A_4}(Re) \}$ – большой диапазон, $A_5 = \{ Re, \mu_{A_5}(Re) \}$ – очень большой диапазон, где Re – число Рейнольдса газового потока, $\mu(Re)$ – функция принадлежности нечетких множеств.

Анализ выходных значений коэффициента истечения диафрагмы с угловым способом отбора давлений показывает, что ее значения при определенных сочетаниях относительного диаметра и числа Рейнольдса можно распределить дискретно в виде наиболее часто повторяемых числах, которые станут выходными значениями нейро-нечеткой сети.

После того, как будут определены все переменные и их нечеткие множества, можно сформировать базу нечетких правил, которая будет выполнять выбор значений коэффициентов истечения в зависимости от комбинаций лингвистических переменных в соответствии с алгоритмом Мамдани, как это показано в работах [3, 4].

Результат работы такой системы можно представить в виде трехмерной поверхности, которая отражает алгоритм определения коэффициента истечения на рисунке 1.

Другим важным свойством нейронных и нейронечетких сетей является их возможность делать обобщения. Таким образом, расширяется возможность получения результатов, которые были ограничены условиями применения существующих уравнений в нормативах или при экспериментальных данных даже для сложных нелинейных зависимостей. Применение нейронечетких систем позволяет получать характеристики систем измерения расход и количества природного газа для обеспечения контроля потребления газа в промышленных условиях.

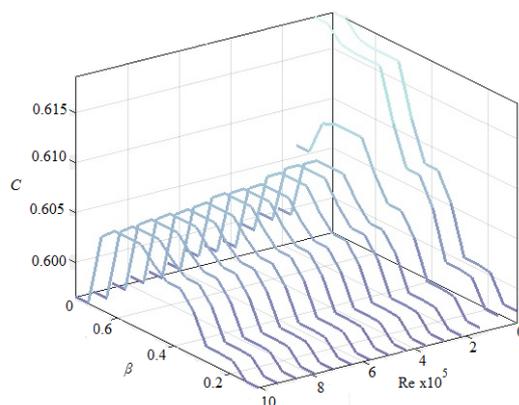


Рисунок 1. Трехмерная поверхность для коэффициента истечения

Библиографический список

1. The state of natural gas / M. J. Economides [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2009. – V. 1, № 1. – P. 1-13.
2. ГОСТ 8.586-2005. ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. – Введ. 2007-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 48 с.
3. Пегат, А. Нечеткое моделирование и управление / А. Пегат. – Москва : Бинوم. Лаборатория знаний, 2013. – 798 с.
4. Mamdani, E. H. Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant / E. H. Mamdani // Proc. IEEE. – 1974. – V. 121, № 12. – P. 1585-1588.

Цифровая экономика в нефтегазовой отрасли

Дерюгина О.П., Шабарчин А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Направления роста нефтегазовой отрасли дают нам понять, что в будущем десятилетии извлечение сырья из месторождений составит 22% от общего увеличения добычи. А 78% прироста надеются получить с помощью перехода на шельф и месторождения с трудно извлекаемыми углеводородами. Это послужит толчком для начала новых научных исследований и опытно-конструкторских разработок в нефтегазовом секторе. Только инновационные системы подхода к процессам добычи, переработки и транспортировки способны решить стоящие перед отраслью задачи.

Среди отечественных предприятий, фирм и компаний «цифровая экономика» получила поддержку и широкое признание. То, что цифровые технологии в инновационном развитии страны играют важную роль, дает нам понять речь президента Российской Федерации Владимира Путина. Он предложил запустить «масштабную системную программу развития экономики нового технологического поколения», подразумевая под этим

цифровую экономику [1]. Эта программа, в основном, нацелена на формирование экосистемы цифровой экономики России, включая отрасли, связанные с нефтью и газом.

В нефтегазовой экономике эта экосистема основана на сборе цифровых данных, передаче геопромысловой информации и шифрование ее в непрерывные сигналы. Объединение различных средств измерений физических величин в скважинах и поверхностных сооружениях в проводные и беспроводные сети дает возможность создать системы межмашинного взаимодействия. Цифровизация сбора и трансмиссии геопромысловых данных – это основополагающий фактор развития цифрового нефтегазового производства.

Существует большое количество различных протоколов беспроводных систем передачи «больших геоданных» на базе стандарта IEEE 802.15.4. Среди них протокол Low-power Wide-area Network (LPWAN) в 2017 году был успешно использован в одной из российских нефтяных компаний, а для идентификации физического объекта и устройства подходит протокол IPv6, который позволит обеспечить уникальными адресами сетевого уровня сотни миллионов устройств.

В основе цифровой нефтяной платформы лежит использование облачных технологий обработки геоданных. Эти данные поступают с многочисленных сенсоров, которые установлены на устройствах и аппаратах, в центры, где идет их обработка. Для успешного функционирования цифрового нефтегазового производства нужны сенсорные датчики, доступ в интернет, технологии облачных вычислений и аналитика больших данных.

Распределенные и точечные сенсоры дают нам большое число геопромысловых данных со всех физических объектов в режиме реального времени. Эти «Большие геоданные» отправляются через Интернет к операторам и другим физическим устройствам. С помощью облачных технологий мы можем получать необходимые данные от нужного физического устройства в любое время. Методы искусственного интеллекта по обработке и аналитике больших данных дают возможность совместно обрабатывать геопромысловые данные в режиме реального времени. Самыми активными российскими ИТ-компаниями на цифровом нефтегазовом рынке являются Yandex, ITPS, Krok, ЭП-Телеком.

В России внедрение массовых интернет-технологий приведет в ближайшие два-три года к резкому скачку инвестиций в информационно-коммуникационные технологии нефтегазового бизнеса. Среди первых удачных стартапов следует выделить компанию Яндекс.Терра, которая использует свободные вычислительные мощности компании Яндекс с 2012 года для обработки и интерпретации «больших данных» сейсморазведки.

Библиографический список

1. Еремин, А. Н. Цифровое нефтегазовое производство // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 12. – С. 58-60.

Расчет теплового влияния добывающей скважины на вмещающий массив многолетнемерзлых пород

Колев Ж.М., Щипанов П.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Большинство месторождений углеводородов Крайнего Севера - это территории со сплошным распространением многолетнемерзлых пород. При эксплуатации скважин тепловое воздействие на ММП становится крайне интенсивным, поэтому особую опасность представляют осложнения, вызванные уже работающей скважиной. Актуальным является вопрос совершенствования расчётных методик для оценки термомеханического взаимодействия газовой скважины с грунтовым массивом. Рассмотрим тепловое взаимодействие добывающей скважины с массивом ММП на примере газовой скважины Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. При математическом описании процесса теплопередачи примем допущения: температурное поле стационарно от потока продукции до границы скважины; породы вокруг скважины однородны, изотропны; плотность мерзлой породы равна плотности талой; при движении границы фазовых переходов не происходит массопереноса жидкостей [1].

Стационарное распределение температуры вокруг скважины описывается уравнением теплопроводности в полярных координатах:

$$\frac{d^2T}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT}{dr} = 0, \text{ где } T = T(r).$$

Решается уравнение относительно температур и решение записывается для каждого слоя, окружающего скважину с учетом краевых условий на границах слоев. Далее, применяем закон Фурье и допущение о равенстве тепловых потоков на границах слоев [2]:

$$q = -\lambda \frac{dT}{dr} \Rightarrow q_{\text{вн}} = q_{\text{ср}}; q_{\text{ср}} = q_{\text{нар}}; q_{\text{нар}} = q_{\text{гр.ммп}}.$$

Учитывая, что сталь обсадных труб не препятствует теплопередаче ввиду высокой теплопроводности, получаем систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{(T_y - T_\phi)}{\ln r_3/r_2} * \frac{1}{r_3} = \frac{(T_x - T_y)}{\ln r_5/r_4} * \frac{1}{r_4} \\ \frac{(T_x - T_y)}{\ln r_5/r_4} * \frac{1}{r_4} = \frac{(T_{\text{ск}} - T_x)}{\ln r_c/r_6} * \frac{1}{r_6} \\ \frac{\lambda_c (T_{\text{ск}} - T_x)}{\ln r_c/r_6} * \frac{1}{r_6} = \frac{\lambda_{\text{мп}} (T_{\text{мп}} - T_{\text{ск}})}{\ln r_T/r_c} * \frac{1}{r_c} \end{array} \right. ,$$

где $r_T = \sqrt{r_c^2 + \frac{4 * \lambda_{\text{ММП}} * \tau}{C}}$ - радиус теплового влияния (по И.А. Чарному); τ – время работы скважины. Решая систему, находим температуру на границе «скважина-ММП». Далее, рассчитываем количество теплоты, необходимое для нагрева породы до температуры начала замерзания и количество теплоты, отдаваемое скважиной:

$$Q_H = \frac{\pi(r_T^2 - r_c^2) * C * \Delta h}{2 * \ln r_T / r_c} (T_{\text{НЗ}} - T_{\text{ММП}})$$

$$Q_{\text{СК}} = \frac{\lambda_{\text{ММП}}(T_{\text{ММП}} - T_{\text{СК}})}{\ln r_T / r_c * r_c} \pi r_T \Delta h$$

Находим разность этих двух показателей, подставляем её в данную формулу, откуда получаем радиус протаивания [3]:

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{Q}{\pi * \Delta h * \rho_L * L * W} + r_c^2},$$

где $\Delta h=1\text{ м}$ – высота расчетного интервала; $\rho_L=900 \text{ кг/м}^3$ - плотность льда; W - объемная льдистость.

Автором выполнен расчет температур на границе скважины ($T_{\text{СК}}$) и величины радиуса протаивания (R) для эксплуатационной скважины № 4205 Бованенковского месторождения танопчинской свиты для двух сценариев: при использовании стандартной колонны НКТ (вариант I) и при оснащении скважины теплоизолированной лифтовой трубой (ТЛТ) на глубину 50 м (вариант II). Исходные данные для расчета следующие: начальная температура массива ММП $T_{\text{ММП}}=-2...-5 \text{ }^\circ\text{C}$ высотой $\Delta h=1 \text{ м}$, температура газа в колонне НКТ $T_0=30^\circ\text{C}$, температура начала замерзания пород $T_0=-0,6...-1,2 \text{ }^\circ\text{C}$, радиус скважины $r_c=0,245 \text{ м}$, шахтного направления $r_5=0,213 \text{ м}$, кондуктора $r_3=0,162 \text{ м}$, эксплуатационной колонны $r_2=0,1225 \text{ м}$, радиус НКТ $r_a=0,084 \text{ м}$, внутренний и внешний радиус ТЛТ $r_1=0,057 \text{ м}$, $r_a=0,084 \text{ м}$, льдистость $W=50\%$, коэффициент теплопроводности стенок стандартной НКТ $\lambda_{\text{НКТ}}=47 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$, межтрубной изоляции ТЛТ $\lambda_{\text{ТЛТ}}=0,012 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$, мерзлых грунтов $\lambda_{\text{ММП}}=1,7...1,4 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$, цементного камня $\lambda_{\text{ц1}}=1,28 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$, объемная теплоемкость мерзлого грунта $C=1950...2300 \text{ Дж/(м}^3\text{C)}$, удельная теплота фазовых превращений воды $L=93 \text{ Вт*ч/кг}$.

Результаты расчетов по описанной методике представлены на рисунках 1 и 2. По варианту I кривые температур расположены выше нуля. Очевидно, что оснащение скважин ТЛТ значительно снижает величину радиуса протаивания: его максимальное значение сокращается почти в два раза, в интервале (0-32 м) он убывает до нуля, и на глубинах 32-50 м породы как минимум в течение 10 лет находятся в мерзлом состоянии.

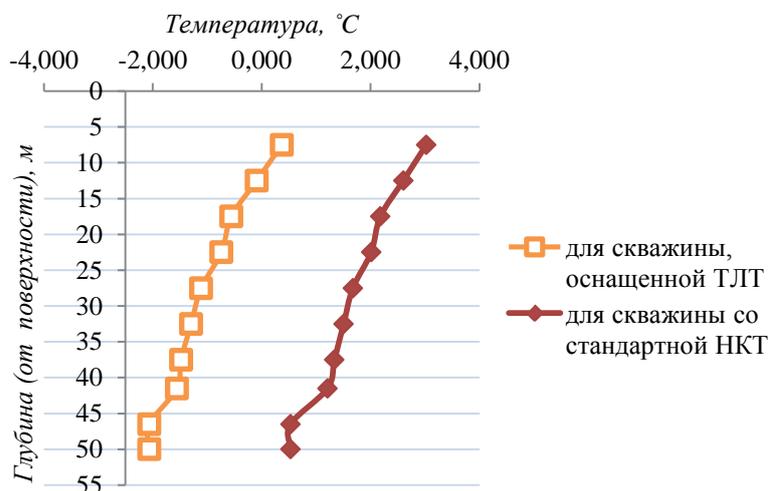


Рисунок 1. Результаты расчетов температуры на границе «скважина-ММП» после первого года работы скважины

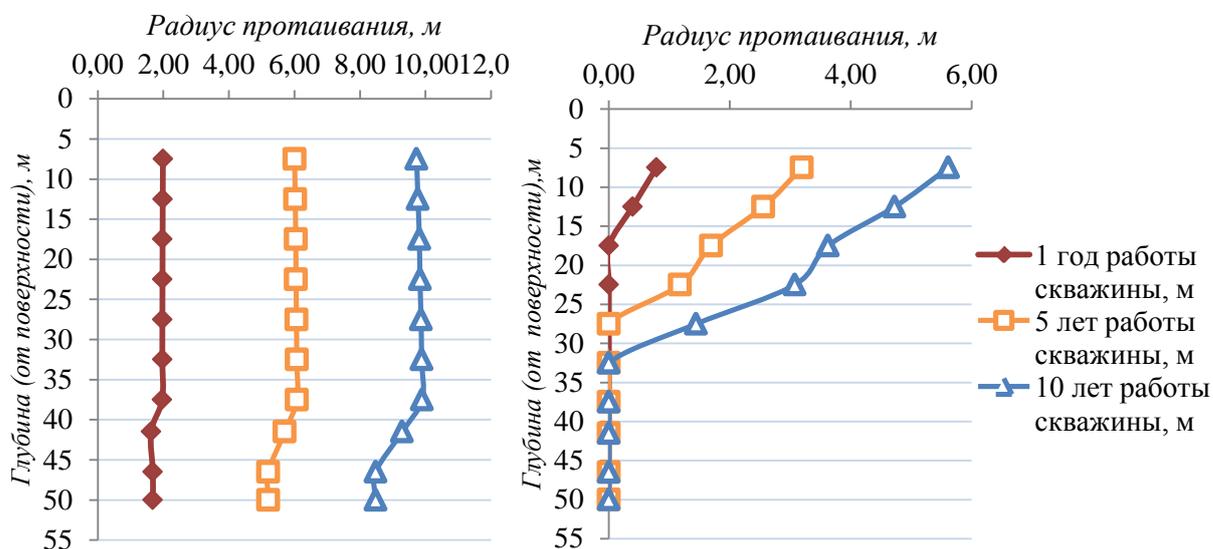


Рисунок 2. Результаты расчетов радиуса протаивания (слева – вариант I, справа – вариант II)

Библиографический список

1. Мусакаев, Н. Г. Методы решения одномерной радиальной задачи теплопередачи в окружающие скважину многолетнемерзлые породы / Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин, С. Н. Романюк // Вестник Тюменского государственного университета. – 2014. – № 7. – С. 19-26.
2. Рогов, В. В. Теплообменные процессы в криолитозоне и их использование при оптимизации технологии крепления скважин: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Валерий Валерьевич Рогов; УГТУ. – Ухта, 2013. – 19 с.
3. Гасумов, Р. А. Расчет изотермического фронта протаивания многолетнемерзлой породы по данным, полученным при проводке скважины /

Р. А. Гасумов, О. С. Кондренко, В. А. Толпаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 2. – С. 20-22.

Метод диагностирования работы газосборной сети в не оптимальном режиме

Кузякин И.О.

ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой

При транспорте продукции залежей НГКМ от кустов газовых скважин до установок комплексной подготовки газа в настоящее время Предприятие сталкивается с проблемами в поиске технических решений, обеспечивающих снижение степени образования жидкостных и ледяных пробок в системах внутрипромыслового сбора газа, при условии низкой капиталоемкости, минимальных эксплуатационных затратах, простоты реализации и гибкости применения [1]

В основу описанных и существующих методов диагностирования гидратообразования положены измерения ключевых параметров: давление в начале и конце шлейфа, температуры природного газа, дебита скважин, и, их последующей обработке по какому-либо алгоритму, иногда производятся достаточно сложные вычисления (используются когнитивные модели или методы нечеткой логики) [2] Следует отметить, что в данной области также имеются инновационные решения, которые защищены патентами на изобретения [пат. №№ 2329371, 2344339, 2556482, 2597390, 2604101, 2619602 Рос.Федерация]

Всеми авторами признается факт, непригодности использования в анализе параметра расхода газа по газопровод-шлейфу (ГШ), поскольку поток в нем не регулируемый, а массовый расход постоянный. Так же отмечается, что возможны ложные определения гидратообразования при изменении технологического режима, регулирования дебита скважин. Именно такая сложная и неординарная задача представляется интересной к решению.

Образование в ГШ водо- и льдопроявлений (пробок), как правило дросселируется, создаёт изменение потока газожидкостной смеси (ГЖС), сопровождающееся пульсациями давления. Параметр «Расход газа на входе в ЗПА» характеризует изменение линейной скорости газа в ГШ в условиях потока (температуры и давления), считаем именно его соответствующим критериям для анализа. В дальнейшем, при понижении температуры газа в шлейфе до определенной температуры начинается процесс гидратообразования, отложение гидратов на стенках шлейфа и уменьшении его внутреннего диаметра (облитерация), а вследствие возникновения дроссель-эффекта дальнейшее падение фактической температуры газа [2,3]

В основу графической интерпретации метода, рис.1, положены архивные данные портала производственной службы ООО «Газпром добыча Ямбург». С целью выявления характерных точек при снижении параметра

«Расход газа на входе в ЗПА» ГШ до не измеряемого, произошедшее в период плановой остановки одного из нескольких межпромысловых коллекторов, которое сопровождалось повышением давления на выходе промысла (не оптимально выбранный режим работы ГШ) и снижением количества подаваемого ингибитора (сезонное уменьшение норм подачи метанола), как к «черному ящику».

Предлагается применить статистический метод анализа ПИК-фактор [4], получивший широкое распространение в технической диагностике машин и механизмов, к измеряемому параметру «Расход газа на входе в ЗПА», что позволяет получить с достаточной долей вероятности данные о начале негативных процессов в ГШ.

При построении модели за период статистического анализа принят один час, за это время определяется ПИК-фактор по параметру расхода ГЖС в среднем по 41-ой точке сформированного массива, для этого использованы следующие диагностические параметры: ПИК – максимальное значение сигнала на рассматриваемом интервале времени; СКЗ – среднеквадратичное значение; ПИК-фактор – отношение параметра ПИК к СКЗ.

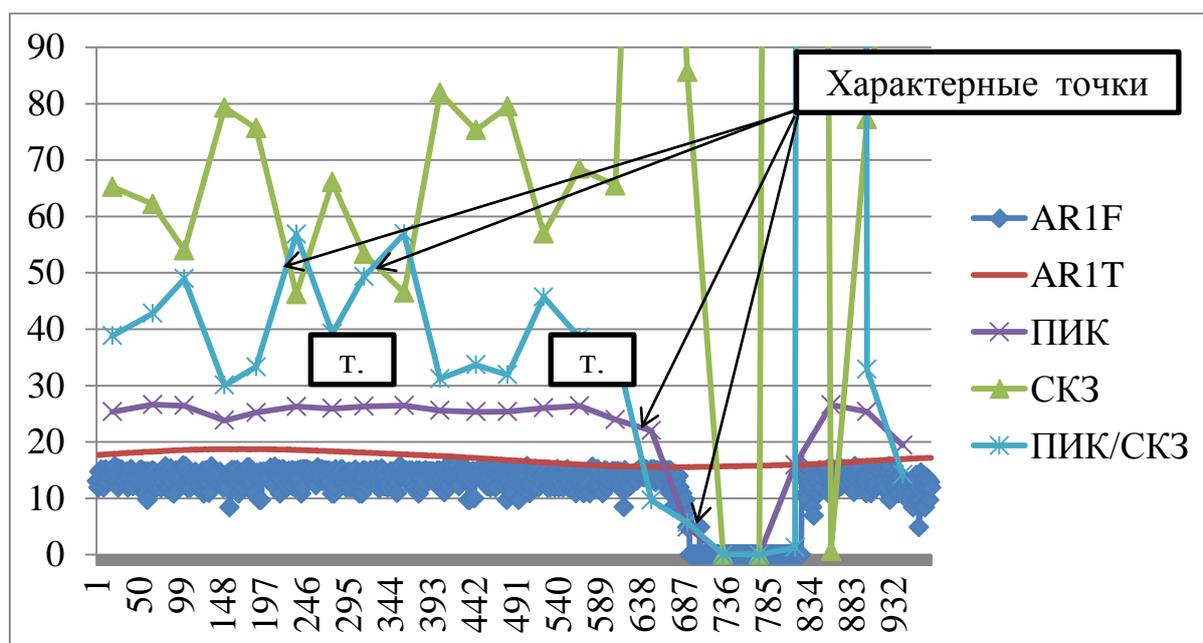


Рисунок 1. Графическая интерпретация метода

ПИК-фактор, быстро рассчитываемый и удобный параметр, который позволяет определить количество изменений линейной скорости газа в ГШ, сопровождающиеся пульсациями давления и снижения температуры, исключая учет «белого шума». Основной целью вычисления ПИК-фактора – дать специалистам первоначальное представление о количестве изменений линейной скорости газа в ГШ во временном сигнале и характерных точках, рис. 1

Опытным путем было выяснено, что, приближение линий СКЗ и отношения ПИК к СКЗ, в случае непринятия мер к предупреждению, сигнала

лизируют, о, вероятном, начале не оптимального режима работы примерно за 10-2 часов (т.1, рис.1), условие (1)

$$\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_i)^2} \leq \sum_{i=1}^n (\min(Y_{i \rightarrow n}) + \max(Y_{i \rightarrow n})) / \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_i)^2} \quad (1)$$

а приближение линий ПИК и отношения ПИК к СКЗ, характеризуют, не благоприятный режим работы ГШ примерно за 1-1.30 час (т.2, рис.1), условие (2)

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^n (\min(Y_{i \rightarrow n}) + \max(Y_{i \rightarrow n})) \geq \\ & \geq \sum_{i=1}^n (\min(Y_{i \rightarrow n}) + \max(Y_{i \rightarrow n})) / \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_i)^2} \end{aligned} \quad (2)$$

до снижения минимально-измеряемого расхода ГЖС и полной остановки ГШ.

Неравенства (1,2) были получены из графической интерпретации данных рис.1 ГШ обще-коллекторной схемы сбора газа длиной 12.5 км, равной критической скорости движения, производительностью 0.45 млн.м³/сут и перепаде давлений между входа в шлейф и установки подготовки газа 0.41 МПа. Работоспособность алгоритма проверена на ГШ коллекторно-лучевой схемы сбора газа длиной от 4.8 до 16.5 км, менее и равной критической скорости движения, производительностью от 0.20 до 0.57 млн.м³/сут и перепаде давлений между входа в шлейф и установки подготовки газа от 0.27 до 0.63 МПа.

Метод применим на установках, оснащенных замерными устройствами на входе здания переключающей арматуры (ЗПА) и не оборудованными, по ряду различных причин, комплексами телеметрии, и, полностью отвечает требованиям: минимальных материальных затрат при использовании, простоты реализации и гибкости применения [1]

Специалистами Предприятия в настоящее время реализован алгоритм, производящий необходимые расчеты в реальном времени, и, проводятся работы по доработке программного обеспечения «Аргус» комплекса УК-2 (создания системы АСОД – автоматизированной системы оперативного диагностирования), для накопления статистики и проверки возможности оперативного персонала принимать меры по предупреждению снижения негативных последствий, а, ИТР контролировать данный процесс, увеличивая количество выпускаемой продукции за счет минимизации последствий выпуска продукции в атмосферу.

Приглашаем коллег к сотрудничеству и обсуждению данного вопроса.

Библиографический список

1. Кудияров, Г. С. Обеспечение стабильной эксплуатации газосборных сетей на поздней стадии разработки сеноманской залежи Ямбургского

месторождения / Г. С. Кудияров // Вторая Арктическая совместная научно-практическая конференция ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром добыча Ямбург» : сборник статей. – Ямбург, 2018. – С. 48-49

2. Анализ методов диагностирования гидратообразования в шлейфах [Электронный ресурс] / М. Ю. Прахова [и др.] // Электронный журнал № 1 «Нефтегазовое дело». – 2017. – С. 77-94

3. Справочник работника газовой промышленности / М. М. Волков [и др.] ; рец. А. Д. Седых. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 234 с.

4. Пархоменко, П. П. О технической диагностике / П. П. Пархоменко. – Москва : Знание, 1969. – 64 с.

Инновационная энергетическая установка

Логачев В.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Энергетическая установка в качестве рабочего тела, использует, сжатый воздух. Работа установки основана на инновационном способе преобразования энергии [1]. Использование сжатого воздуха в качестве рабочего тела дает возможность значительно упростить конструкцию энергоустановки.

Предложенный способ включает:

1. политропное сжатие рабочего тела;
2. накопление рабочего тела в ресивере;
3. изохорный нагрев рабочего тела в теплообменном резервуаре;
4. истечение рабочего тела с расширением и совершением полезной работы.

Что дает возможность создание мобильных энергоустановок на любом виде горючего топлива, в том числе альтернативных видах топлива, например биомасса.

Новизна

Предлагаемая энергетическая установка относится к области теплоэнергетики и служит для преобразования любой тепловой энергии достаточной интенсивности, в электрическую энергию. Особенностью является инвариантность к виду, используемого топлива. Отсутствие пароводяного цикла значительно упрощает конструкцию и повышает КПД за счет снижения потерь.

Актуальность

В настоящее время основным источником электрической и тепловой энергии являются тепловые электростанции (ТЭС), которые имеют ряд преимуществ перед другими типами (достаточно дешевое топливо; возможность генерации мощности больших значений; высокий КПД отдельных узлов (паровых турбин); приемлемая стоимость выработки электро-

энергии). Однако, использование водяного пара, в качестве рабочего тела, приводит к усложнению технологического процесса и инфраструктуры, а так же к значительному снижению КПД. Необходимость создания дополнительной инфраструктуры для организации пароводяного цикла (доставка воды, химическая подготовка, конденсация отработавшего пара) затрудняет построение мобильных энергоустановок.

Основным видом топлива являются газ или уголь. Возобновляемые виды топлив (древесина, торф) на тепловых электростанциях практически не используются.

Электрические генераторы, работающие от двигателей внутреннего сгорания, так же используют традиционные виды топлив (дизельное топливо, бензин, природный газ). Ископаемые источники энергии, в свою очередь, имеют вполне очевидную тенденцию к удорожанию, так как рентабельные места их добычи находятся в труднодоступных районах, не имеющих развитой инфраструктуры, а степень негативного экологического воздействия от их использования возрастает с каждым днём. Это объясняет рост и уровень цены на энергоносители на внутреннем и мировом рынках. Кроме того, повышается себестоимость добычи нефти и природного газа на месторождениях, снижается прирост осваиваемых месторождений нефти и газа до уровня ниже темпов их добычи и т.д. Эти и другие причины, повлияли на повышение рентабельности разработки определенной части «малых» нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, которые были разведаны и законсервированы ранее.

При отсутствии централизованного энергообеспечения удаленных населенных пунктов, при разведке, освоении месторождений временное электроснабжение реализуется в основном при помощи дизельных электроустановок, что влечет за собой затраты как на топливо, так на его доставку.

Описание технического решения

Использование сжатого воздуха в качестве рабочего тела дает возможность значительно упростить конструкцию энергоустановки.

Предложенный способ включает:

5. политропное сжатие рабочего тела;
6. накопление рабочего тела в ресивере;
7. изохорный нагрев рабочего тела в теплообменном резервуаре;
8. истечение рабочего тела с расширением и совершением полезной работы.

На рисунке 1 представлено изображение общей схемы установки, где: 1 – компрессор, 2 – ресивер, 3 – камера сгорания, 4 – теплообменник 5 – турбина или иной преобразователь в механическую энергию, 6 – электрогенератор.

Для практической реализации способа необходимо теоретические и экспериментальные исследования узлов и элементов установки: камеры

сгорания с теплообменным оборудованием, лопастных и безлопастных преобразователей кинетической энергии. Выбор типов и приобретения стандартных устройств: электрогенератора, компрессора, датчиков, клапанов, арматуры.

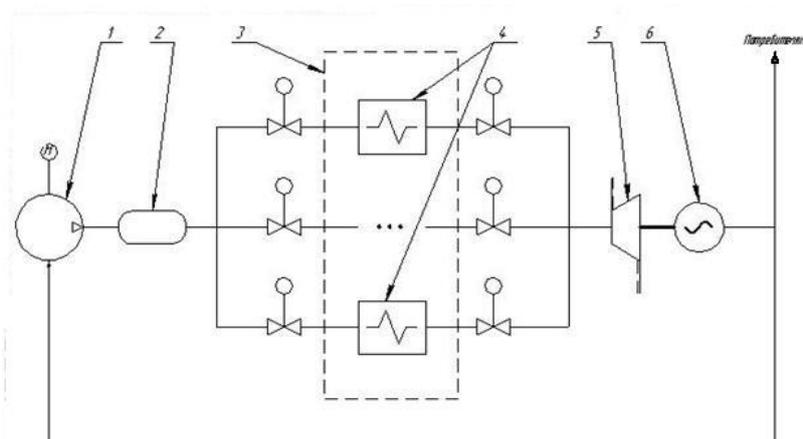


Рисунок 1. Общая схема установки

Использование инновационного способа преобразования тепловой энергии открывает возможность создания модельного ряда энергоустановок, работающих на любых видах топлив: уголь, дрова, торф, горючие бытовые отходы и т.д.

Преимущества

По сравнению с ТЭС, использующих пароводяной цикл, при котором теряется до 58% от энергии сжигаемого топлива, предлагаемый способ преобразования тепловой энергии свободен от указанных недостатков, что позволяет значительно повысить КПД.

Энергетические установки, работающие по инновационному способу, могут решить задачу энергообеспечения в полевых условиях. А так же:

- в местах заготовки и переработки леса;
- в рабочих поселках и др. населенных пунктах, не имеющих централизованного электроснабжения;
- в сельском хозяйстве для утилизации горючих отходов;
- при освоении, разведке нефтяных и газовых месторождений.

На данном этапе реализации проекта проводятся корректировка математической модели. Создания конструкторской документации и исследования оптимальных конструкций узлов энергоустановки.

Библиографический список

1. Пат. 2355900 Российская Федерация, МПК F02C Способ преобразования тепловой энергии / Логачев В. Г., Костин В. Е., Логачев С. В., Логачев И. В.; патентообладатель Логачев Сергей Викторович. - №2007108133/06; заявл. 03.05.2007; опубл. 05.20. 2009, Бюл. №14.

Расчеты скоростей течений газа в свободных огненных вихрях

Обухов А.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Целью данной работы является нестационарный и трехмерный расчет скоростей газовых течений в свободных огненных вихревых структурах, получаемых в лабораторных условиях [1]. Результаты численных исследований, которые приводятся в работе, в определенном смысле развивают и продолжают ранее сформулированное направление численного моделирования сложных течений газа в тепловых закрученных потоках.

Концентрированные огненные вихревые структуры фиксировались в эксперименте при горении таблеток горючего, расположенных на горизонтальном металлическом столе. При этом высота огненных вихревых структур значительно превосходила высоту пламени при горении каждой таблетки. Кроме того огненные структуры имели четко выраженную закрутку, которая фиксировалась по винтовым траекториям у частиц продуктов сгорания. Большинство вихревых структур функционировало в среднем до 5 секунд, высота их составляла 0.7 метра, а диаметр 5 сантиметров.

Для численного моделирования сложных течений газа используется полная система уравнений Навье-Стокса, в которой учтено действие сил тяжести и Кориолиса [2-5]. Начальные условия при постоянных коэффициентах вязкости и теплопроводности задают точное решение [6] системы. На границах расчетной области в виде куба, а также способы вычисления газодинамических характеристик на гранях подробно описаны в работе [7]. Температура на боковых гранях и верхней грани рассчитывается из условия непрерывности потока газа.

Постепенный нагрев локальных областей нижней грани до температуры 300 градусов Цельсия задается функциональной зависимостью от времени и координат

$$T(x, y, t) = 1 + T^* (1 - e^{-10t}) \sum_{l=1}^{19} e^{-\frac{(x-x_l)^2 + (y-y_l)^2}{r_0^2}},$$

где $T^* = 0.99$; $r_0 = 0.02$ – значения радиусов областей нагрева; $x_l, y_l, l = 1 \div 19$ – координаты центров источников нагрева. Граничные условия предполагают возможность пересечения газа всех граней области расчетов, кроме нижней. В расчетах использовались следующие масштабные значения: $\rho_{00} = 1.29 \text{ кг/м}^3$, $u_{00} = 333 \text{ м/с}$, $x_{00} = 1 \text{ м}$, $t_{00} = x_{00} / u_{00} = 0.003 \text{ с}$. Дискретные шаги по трем координатам $\Delta x = \Delta y = 0.005$, $\Delta z = 0.05$, дискретный шаг по времени $\Delta t = 0.001$.

В результате выполненных расчетов трех компонентов скорости можно выделить несколько фаз в развитии огненных вихревых структур. Первая фаза характерна появлением вблизи каждого из девятнадцати ис-

точников тепла множественных мелких вихревых образований с противоположным направлением закрутки. Вторая фаза характеризуется наложением на мелкую вихревую структуру более крупной структуры в течении газа, расходящейся от области нагрева. С наступлением третьей фазы возникают два вихря с противоположными направлениями вращения. Расчеты показывают, что на четвертой стадии за счет интенсивного притока внешнего воздуха и действия на него силы Кориолиса происходит постепенное преобладание положительного направления закрутки всего потока. В результате чего образуется огненная вихревая структура, наблюдаемая в экспериментах.

Результаты выполненных расчетов свидетельствуют о сложной структуре возникающих течений, их ярко выраженной нестационарности. Рассчитаны скоростные характеристики течений в произвольные моменты времени. За счет существенного возрастания скорости закрутки, наступает сокращение размеров вихревой структуры с последующим распадом общего теплового вихря на более мелкие. Разлетом газа из области расчетов фактически заканчивается цикл жизни одного огненного вихря, а затем начинаются процессы формирования нового огненного вихря.

Расчеты показали, что при данных параметрах время жизни одного огненного закрученного потока составляет 1 минуту.

Исследования поддержаны Министерством образования и науки РФ (проект №1.4539.2017/8.9).

Библиографический список

1. О возможности генерации концентрированных огненных вихрей без использования принудительной закрутки / А. Ю. Вараксин, М. Э. Ромаш, В. Н. Копейцев // Доклады Академии Наук. – 2014. – Т. 456. – № 2. – С. 159-161.
2. Баутин, С. П. Представление решений системы уравнений Навье-Стокса в окрестности контактной характеристики / С. П. Баутин // Прикладная математика и механика. – 1987. – Т. 51. – Вып. 4. – С. 574-584.
3. Баутин, С. П. Математическое моделирование разрушительных атмосферных вихрей / С. П. Баутин, А. Г. Обухов. – Новосибирск: Наука, 2012. – 152 с.
4. Разрушительные атмосферные вихри: теоремы, расчеты, эксперименты : монография / С. П. Баутин [и др.]. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2013. – 215 с.
5. Разрушительные атмосферные вихри и вращение Земли вокруг своей оси : монография / С. П. Баутин [и др.]. – Екатеринбург: УрГУПС, 2017. – 336 с.
6. Баутин, С. П. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики / С. П. Баутин, А. Г. Обухов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 81-86.

7. Баутин, С. П. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа / С. П. Баутин, А. Г. Обухов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 55-63.

Анализ состояния узлов и агрегатов блочно-модульных станций путем автоматизации систем вентиляции

Симбирев О.В., Жилина Т.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефте- и газодобыча имеет одну из самых сложных логистических ситуаций в промышленности, что диктует требования к простоте монтажа, мобильности, надежности, габаритам и массе оборудования. Это обусловлено удаленностью от населенных пунктов и, зачастую, суровым климатом месторождений. Поэтому для основных и вспомогательных нужд широко применяется блочно-модульное исполнение применяемого оборудования.

Блочно-модульное исполнение оборудования представляет из себя изделие в полной заводской готовности или максимально приближенном к этому состоянию, которое требуется только подключить к электричеству и технологическим линиям, которые это здание будет обслуживать. Здания в блочно-модульном исполнении также именуют блок-боксами.

Наиболее часто встречающиеся блочно-модульные здания на месторождениях это различные насосные (пластовых вод, противопожарные, перекачивающие), компрессорные (азотные, воздуха КИП и пр. газов), трансформаторные подстанции и т.д. Все эти блок-боксы включают в себя системы поддержания микроклимата, в основном отопления и вентиляции.

В компрессорных отопление необходимо во избежание загустения масла в картере в холодный период года. В насосных – для предотвращения загустения или замерзания продукта в трубопроводе в холодный период в случае остановки насосов. В трансформаторных и электропомещениях необходимо обогревать чувствительную аппаратуру. Системы вентиляции в теплый период года предназначены для борьбы с избытками тепла и круглый год для борьбы с выделениями опасных паров и газов.

Срок службы, интервалы ремонтов и периодического обслуживания агрегатов и установок в блочно-модульных зданиях находится в определенных значениях наработки в часах независимо от типа конструкции. Эти сроки обозначаются производителем в технической документации и предусматриваются комплекты ЗИП для обслуживания своей продукции.

В виду повышенных требований к надежности основное оборудование блок-боксов комплектуется дополнительным защитным оборудованием и автоматикой. Однако, зачастую определить заранее свойства продукта в технологической линии точно не удастся и для этого предусматривается запас по диапазону работы. Такой подход в каскадном цикле приводит к абсолютно

непредсказуемым параметрам на входе в технологическую установку блока и к авариям. Но и в диапазоне работы защитных устройств при длительном воздействии предельных значений может возникнуть износ оборудования до наступления момента обслуживания [1]. Что в виду логистических трудностей в совокупности со временем изготовления штучного, уникального оборудования приводит к простоям и убыткам.

Любое оборудование имеет множество причин отказа [2]. Анализ статистических данных и опыта эксплуатации демонстрирует множественность факторов возникновения аварийных ситуаций [3, 4].

Некоторые причины отказов и аварий можно избежать при своевременной диагностике и анализе работы оборудования по косвенным признакам.

Например, неисправно работающий компрессор выделяет больше тепла по причине трения в смазываемых системах при повышенном износе, обмотка электродвигателя насоса будет сильнее греться при увеличении плотности перекачиваемого продукта или при проблемах в системе смазки, повышенные токи в оборудовании трансформаторных и электропомещений также вызывают увеличение выделения тепла.

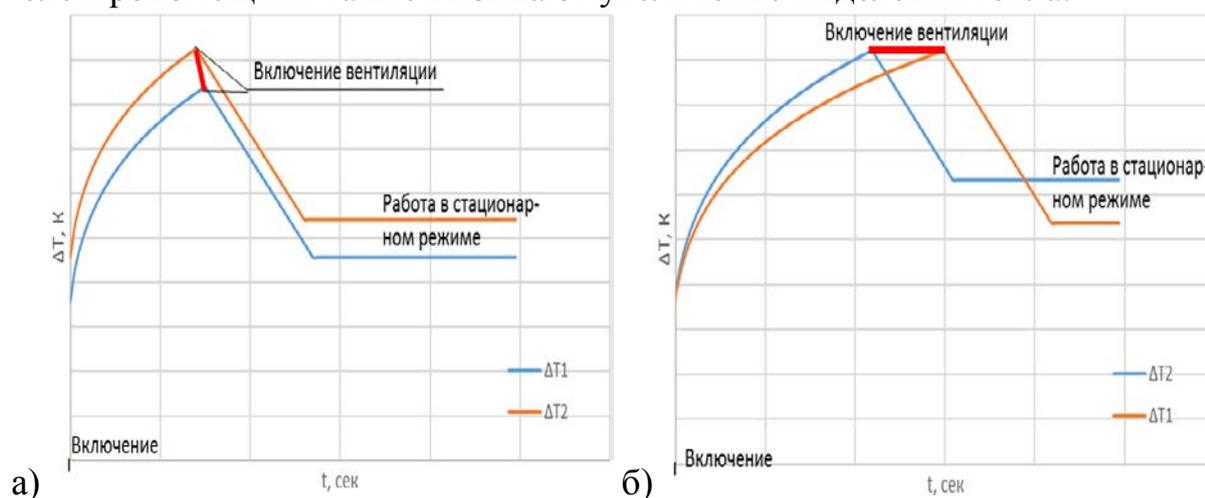


Рисунок 1. Пример сравнения данных о разности температур при двух различных состояниях оборудования:

а) стабильная работа; б) нестабильная работа

Нарушение любой из характеристик исходного продукта или целостности электронного компонента приводит к повышению температуры в помещении, и в следствии выделяемой теплоте от оборудования, которую можно интерпретировать следующим образом [5]:

$$Q = \frac{L \cdot c_p \cdot \Delta t \cdot \rho}{3600} \quad (1)$$

где Q – избытки тепла, кВт;

c_p – теплоемкость воздуха, кДж/(кг·°С);

Δt – разность температур внутреннего и наружного воздуха °С;

ρ – плотность воздуха, кг/м³.

Система вентиляции реагирует на любые избытки тепла и включается по датчику при достижении определенной температуры, она способна реагировать на повышенные тепловыделения. Таким образом отслеживая и фиксируя показатели во времени в режиме стабильной работы (рис. 1, а) в первый год или период до первого регламентируемого обслуживания можно получить данные, по которым при дальнейшей эксплуатации выявлять неисправности (рис. 1, б) и своевременно обслуживать оборудование.

Для регистрации температуры наружного воздуха потребуется дополнительный датчик, так как для основных нужд блок-боксов он не требуется. В холодный период, когда система вентиляции не работает, возможно фиксировать показания потребления мощности электроконвекторами и наружной температуры, так по разности между теплопотерями при различных температурах можно будет определять тепловыделения.

Таким образом можно снизить риски отказа оборудования и простоя производства путем доукомплектации существующих блок-боксов контроллером с функцией телеметрии, а также дополнительными датчиками: температуры наружного воздуха, ваттметром или амперметром. При сборке новых блок-боксов возможно исключить дополнительный контроллер, а лишь предусмотреть сигналы указанных датчиков в шкафу автоматики.

Библиографический список

1. Воробьева, А. С. Обеспечение безопасности работы компрессорного агрегата / Воробьева А. С. // Материалы конференции в 6 частях. – Ухта : УГТУ, 2015. – С. 65-67.

2. Монахова, З. Н. Причины отказа оборудования компрессорной станции / З. Н. Монахова // Сборник докладов XIX Международной научно-практической конференции. – Тюмень : ТИУ, 2017. – С. 198-201.

3. Леонович, И. А. Основные принципы формирования системы предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций на КС МГ / И. А. Леонович, А. М. Ревазов // Материалы VIII международной научно-технической конференции. – Новополюцк : ПГУ, 2014. – С. 58-61.

4. Черкасский, В. М. Насосы, вентиляторы, компрессоры. [Текст] : учеб. пособие для вузов / В. М. Черкасский – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 416 с.

5. Староверов, И. Г. Справочник проектировщика. Внутренние санитарно-технические устройства. Часть II. Вентиляция и кондиционирование воздуха / Ю. И. Шиллер, И. Г. Староверов. – Москва : Стройиздат. – 1977.

Моделирование ламинарного и турбулентного течения жидкостей (на примере гидравлических потерь при установившейся циркуляции бурового раствора)

Тамер О.С., Козлов А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основой построения математических моделей движения сплошной среды являются фундаментальные законы ньютоновской механики, законы термодинамики, экспериментальные уравнения состояния.

Построение замкнутой системы уравнений сводится к построению математической модели изучаемой сплошной среды. В силу характерных особенностей различают математические модели твердых деформируемых тел, жидкостей и газов. В качестве примера рассмотрим процесс моделирования ламинарного и турбулентного течения жидкостей в щелевом и кольцевом каналах, рассчитав перепады давления при гидравлических потерях при установившейся циркуляции бурового раствора [1;2].

Основные интервальные гидродинамические характеристики потока:
 $Q, v_{\text{ср}}, \lambda$.

Найдём скорость потока.

В трубах (УБТ)

$$v_{\text{ср}} = \frac{4 * Q}{\pi * d_{b_1}^2}$$
$$v_{\text{ср}} = \frac{4 * 0,03 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}}{3,14 * 0,08 \text{ м}} = \frac{0,12}{3,14 * 0,0064 \text{ с}} \approx 5,97 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

В трубах (БТ)

$$v_{\text{ср}} = 2,61 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Проведём расчёт средней скорости в кольцевом затрубном пространстве для утяжелённых бурильных труб (УБТ)

$$v_{\text{ср}} = \frac{4 * Q}{\pi * (D^2 - d_{h_1}^2)}$$
$$v_{\text{ср}} = \frac{4 * 0,03 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}}{3,14 * (0,214^2 - 0,178^2) \text{ м}} = \frac{0,12}{3,14 * (0,045796 - 0,031684) \text{ с}} \frac{\text{м}}{\text{с}}$$
$$\approx \frac{0,12}{3,14 * (0,014112) \text{ с}} \frac{\text{м}}{\text{с}} = 2,21 \frac{\text{м}}{\text{с}} \approx 2,7 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Для бурильных труб (БТ)

$$v_{\text{ср}} = \frac{4 * Q}{\pi * (D^2 - d_{h_2}^2)}$$

$$v_{cp} = 1,46 \frac{M}{c}$$

Рассчитаем параметры Сен-Венана для труб и для кольцевого затрубного пространства [3].

$$Sen_T = \frac{\tau_0 * d_B}{\eta * V_{cp}}$$

d_{B_1} – внутренний диаметр для утяжелённых бурильных труб

d_{B_2} – внутренний диаметр для бурильных труб

Для труб.

Для УБТ

$$Sen_T = 1,34$$

Для БТ

$$Sen_T = 4,64$$

Рассчитаем параметр Сен-Венана для кольцевого затрубного пространства

Для УБТ

$$Sen_K = 1,33$$

Для БТ

$$Sen_K = 5,07$$

Re^* – обобщенный параметр Рейнольдса

Re – параметр Рейнольдса

В трубах УБТ

$$Re_T^* = \frac{\rho * v_{cp} * d_{B_1}}{\eta * \left(1 + \frac{1}{6} Sen_T\right)}$$

$$Re_T^* \approx 19520$$

В трубах БТ

$$Re_T^* \approx 8904$$

В кольцевом затрубном пространстве

Для УБТ

$$Re_K = \frac{\rho * V_{cp} * (D - D_{H_1})}{\eta * \left(1 + \frac{1}{8} Sen_K\right)}$$

$$Re_K = 4167,202572 \approx 4167$$

Для БТ

$$Re_K = 3306,5034 \approx 3307$$

В зависимости от режима течения определяются коэффициенты сопротивления.

В трубах: для бурильных труб – $\lambda = 0,33$, для УБТ – $\lambda = 0,027$.

В кольцевом затрубном пространстве: для БТ – $\lambda = 0,039$, для УБТ – $\lambda = 0,042$.

Величины гидравлических потерь в кольцевом затрубном пространстве: для БТ - $\Delta P = 7,94$ мПа, для УБТ - $\Delta P = 0,41$ мПа.

Суммарные потери: $\Sigma \Delta P = 7,94$ мПа.

Библиографический список

1. Козлов, А. В. Учет аварийного выбытия скважин на этапе проектирования разработки нефтяных месторождений / А. М. Кормин, Т. И. Воробьева // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). – Тюмень, 2016. – С.77-79.

2. Тамер, О. С. Повышение уровня профессиональной компетенции студентов нефтегазового профиля в области математического и компьютерного моделирования / А. В. Козлов, С. В. Лаптева // Вестник Волжского университета им. В.Н. Татищева. – 2015. №4 4(19). – С. 164-169.

3. Бубенчиков, А. М. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. / А. М. Бубенчиков, С. Н. Харламов –Томск: ТГУ, 2001.– 448 с.

Инжекция диоксида серы в пласт, частично насыщенный водой

Хасанов М.К.¹, Столповский М.В.²

¹*Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак;*

²*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Одним из современных методов утилизации диоксида серы, вырабатываемого промышленными предприятиями, является его перевод в твердое газогидратное состояние на истощенных газовых месторождениях [1]. Это обстоятельство вызвано тем, что в случаях подземного хранения диоксида серы в жидком состоянии очень велика вероятность его утечки на поверхность. В настоящей работе исследуются режимы образования диоксида серы при его инъекции в бесконечный пористый пласт, изначально насыщенный водой и метаном. При этом полагается, что в пласте формируется две области: ближняя, содержащая жидкий SO_2 и его гидрат, и дальняя – насыщенная метаном и водой. Образование гидрата SO_2 происходит на подвижной фронтальной поверхности, разделяющей указанные области.

Система основных уравнений включает в себя уравнения сохранения масс и тепла, а также и закона Дарси для каждой из фаз. При этом метан рассматривается как идеальный газ, а жидкий диоксид серы – слабосжимаемой жидкостью. Кроме того, указанная система уравнений дополняется балансовыми соотношениями (масс и тепла) на подвижной границе фазовых переходов и условиями на внешних границах пласта.

В результате численного решения поставленной задачи в автоматической постановке получены распределения давления и температуры в пласте. Показано, что при достаточно высоких значениях давления инъекции и проницаемости пласта, а также низких значениях начального давления пласта температура пористой среды на границе образования газогидрата SO_2 может повышаться выше равновесной температуры разложения газогидрата SO_2 .

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-08-00967

Библиографический список

1. Экологическая и инженерная геология: подземное захоронение как возможность полной утилизации сернистых газов в Норильском промышленном районе / А. Г. Аншиц [и др.] // Инженерная экология. – 2009. – № 3. – С. 3-19.

Научное издание

**НЕФТЬ И ГАЗ:
ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ**

Материалы

Национальной научно-практической конференции

Том I

Геология и геофизика месторождений нефти и газа

Бурение нефтяных и газовых скважин

Разработка нефтяных и газовых месторождений

Строительство и обустройство нефтегазопромыслов

*Проектирование, сооружение и эксплуатация
систем транспорта углеводородного сырья*

*Автоматизация, моделирование и информационные технологии
в нефтегазовой отрасли и геологии*

Составитель А. В. Куликов

Подписано в печать 28.11.2019. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 13.
Тираж 500 экз. Заказ № 1764.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.