

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

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В НАУКЕ, ТЕХНИКЕ И ЭКОНОМИКЕ

*Материалы
Международной научно-практической конференции
(Нижневартовск, 21-22 апреля 2022 г.)*

Часть II

Тюмень
ТИУ
2022

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

И 665

Иновационные процессы в науке, технике и экономике:
И 665 материалы Международной научно-практической конференции (Нижевартовск, 21-22 апреля 2022 г.). В 2 ч. Часть II / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 317 с. – Текст: непосредственный.

ISBN 978-5-9961-2947-8 (*общ.*)

ISBN 978-5-9961-2949-2 (*ч. 2*)

В сборник вошли научные исследования профессорско-преподавательского состава, аспирантов и сотрудников нефтегазодобывающих предприятий, студентов, аспирантов, ученых из Российской Федерации и зарубежных стран, представленные к участию во второй день конференции «Иновационные процессы в науке, технике и экономике» на пленарном заседании и в рамках пяти тематических секций, организованных кафедрой «Нефтегазовое дело» филиала ТИУ в г. Нижневартовске.

Сборник может быть полезен студентам, аспирантам, преподавателям высших школ и специалистам, интересующимся актуальными проблемами современной науки, техники и экономики.

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-2947-8 (*общ.*)

ISBN 978-5-9961- 2949-2 (*ч. 2*)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
-----------------	---

СЕКЦИЯ 1.

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мифтахов А. Р. ПРИМЕНЕНИЕ ДРОНОВ В СЕКТОРАХ РАЗРАБОТКИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	8
Недер Н. М., Радионова Е. Д., Анашкина А. Е. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ТЕХНИЧЕСКОМУ НЕФТЕГАЗОВОМУ ОБРАЗОВАНИЮ В ТЮМЕНСКОМ ИНДУСТРИАЛЬНОМ УНИВЕРСИТЕТЕ	12
Пайганова Д. В. ИСТОРИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕФТИ В РОССИИ	15
Перов С. Д. ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	17
Вшивкова В. Д., Одиноких И. А., Субханкулова Л. Ш. ПОДБОР ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ С УЧЕТОМ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО И АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	23
Ишдаuletova А. А. СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	28
Косьянов П. М. ИССЛЕДОВАНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ	32
Рахматуллин С. С. ПРИМЕНЕНИЕ ДРОНОВ В СЕКТОРАХ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ	38
Борисов Н. И. МОДЕЛЬ ИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ КОСМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ	42
Бах П. С., Иванова В. А., Лепшина К. В. СОЗДАНИЕ ПРОГРАММЫ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО РАСПОЗНАВАНИЯ И ВЫДЕЛЕНИЯ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ПО ДАННЫМ СКВАЖИННЫХ МИКРОСКАНЕРОВ	47
Майков Д. В., Мозоленко А. К., Токарева М. С. ОФОРМЛЕНИЕ ПЛАНШЕТА ПО ИСХОДНЫМ ДАННЫМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА	52
Гусаченко И. Ю., Доронин Д. В., Кузнецов Д. В. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПЕРЕВОДА КОЛИЧЕСТВ УГЛЕВОДОРОДОВ МЕЖДУ ОСНОВНЫМИ КЛАССИФИКАЦИЯМИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ	57
Ткачук А. М. РОЛЬ IT-ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	62
Савельева Н. Н. ОБРАЗОВАНИЕ НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕЙ ЖИЗНИ КАК ТРЕНД СОВРЕМЕННОСТИ	65

СЕКЦИЯ 2.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Абдрашитова Р. Н., Ковяткина Л. А., Семенова Т. В. МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ГЛУБОКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА	71
Агишев Э. Р. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТОНКОСЛОИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	75
Александров В. М. НОВЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	80

Алескеров Н. И. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НЕФТЕ- ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	85
Архипова Т. Д., Климин К. В. МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕ- НИЯ ПРЕВЫШЕНИЙ	90
Ахмедханова А. Б. ЭВОЛЮЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ МНОГО- СТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	93
Белов Д. А. ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗ- ВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В УРАЛЬСКОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ	98
Белоусова С. В., Погребная И. А. ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОФИЗИ- ЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.	103
Гамидов К. З. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВСТРЕЧНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	108
Грачев С. И., Колев Ж. М., Мамчистова Е. И., Скареднов А. А., Рогозина Т. В. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИН С ВОЛ- НООБРАЗНЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В АНИЗОТРОПНОМ КОЛЛЕКТОРЕ	111
Даутов М. М. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НОВОПОРТОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКО- НДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	116
Жистовская Ю. А. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ГИДРОДИ- НАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА СБНГКМ	120
Казаринов Ю. И. ЗНАЧИМОСТЬ СОЦИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ТЕХ- НИЧЕСКИХ ВУЗОВ В МНОГОПОЛЯРНОМ МИРЕ	126
Рабииков Р. Э., Томилова Т. В., Чунаев Д. Р. ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДИКТИВНОЙ АНАЛИТИКИ РАБОТЫ УЭЦН В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ К РАСЧЕТУ ПРИТОКА И ПОДАЧИ УЭЦН	130
Исхакова Г. Р. УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОВИНТОВОГО МАЛОГАБАРИТНОГО НАСОСА	138
Колесник С. В. Ворона А. А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ КПГ «УРАГАН»	141
Мухаметдинова А. Д., Трегубов Д. В. МАЙНИНГ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИЛИ ПОЛЕЗНАЯ УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА	147
Колесник С. В., Мухаметшина Э. Р. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ	152
Никоноров Р. К. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАЛОГАБАРИТНЫХ ЭЦН ВЫСОКОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ В СКВАЖИНАХ ПОСЛЕ ЗБС	157
Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ, ТЕХ- НОЛОГИЙ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКРЕПЛЯЮЩИХ КОМ- ПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА ИЗ ЭКСПЛУАТА- ЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	162
Рябуха А. В., Шешукова Г. Н., Рябков И. И. ПОДХОД К ОПЕРАТИВНОМУ ИЗМЕНЕНИЮ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ В ПРОЦЕССЕ СТРАВЛИВАНИЯ ИЗ- БЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ ПОСЛЕ ГРП	165
Сафина Д. В., Иващенко М. Е., Аитов И. С. О РЕЖИМАХ РАБОТЫ ПО ПРЕДПОЛАГАЕМЫМ СТАДИЯМ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УВ С ПОМО- ЩЬЮ СПИРАЛЕВИДНЫХ СКВАЖИН	168
Овсянкин А. М. СОВРЕМЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	172
Сивцева А. В. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕ-	176

ЛИЧЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ ПРИ ОСВОЕНИИ СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО ГКМ	
Сорокин А. В., Сорокин В. Д. ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИЕ ОБЪЕКТЫ ПЛАСТОВОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ГИДРОФОБНОМ КОЛЛЕКТОРЕ	181
Сорокин А. В., Сорокин В. Д. НЕДОСТАТКИ ОДНОРОДНОЙ И ИЗОТРОПНОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	185

СЕКЦИЯ 3.

ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Хлус А. А., Анашкина А. Е. МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ МУФТА ДЛЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА	190
Хлус А. А., Анашкина А. Е. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП	194
Громова А. В. ОБЗОР МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ В УСЛОВИЯХ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР	197
Жданов К. А. МОДЕРНИЗАЦИЯ САЛЬНИКОВОГО УЗЛА НАСОСА ЦНС 300	202
Кленских А. Г. ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «ЗАПОЛЯРЬЕ -ПУРПЕ» НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ПУТИ	206
Муллагалиев Т. Ф., Михай Д. С., Михайлова С. В. К ВОПРОСУ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	211
Нафикова Р. Р. УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА	214
Некрасов А. В., Шаньгин Е. С., Юровский Д. В. КАВИТАЦИОННЫЙ ГАЗЛИФТ	217
Никоноров Р. К., Валитов Р. Ф. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ FLEXITANK ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ	225
Ознобихина Л. А., Мишакина Д. С. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ Г. НИЖНИЙ ТАГИЛ	229
Павлов В. И., Сивков Ю. В. ОБЗОР НА ТЕХНОЛОГИЮ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ	234
Подгальний Н. А. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ РАЗЛИВА НЕФТИ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	237
Проничева К. А. ВЛИЯНИЕ СЖИГАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ НА ГЛОБАЛЬНОЕ ПОТЕПЛЕНИЕ	239
Сайдуллина Н. А. ЗНАЧИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	244
Иващенко М. Е., Сафина Д. Г. О РАСЧЁТЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА И ЭКСТЕРНАЛИИ ПРИ АВАРИИ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ОБЪЕКТЕ	248
Аксенова Н. А. Совраненко Н. А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ ДЛЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С БОЛЬШОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ	251
Глазкова В. А., Тавадзе Б. Д. РОЛЬ МЕТАНА В ИЗМЕНЕНИИ КЛИМАТА ЗЕМЛИ	256
Шапо А. В. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ НКТ ИЗ СТАЛИ МАРКИ 32Г1А В УСЛОВИЯХ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ	260

СЕКЦИЯ 4.
**БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Бабушкина А. Г. ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СЕВЕРНОМ БЛОКЕ СБНГКМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗООТДАЧИ	264
Красильникова Е. Е., Семененко А. Ф., Щербич Н. Е. ОБЛЕГЧЁННЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ С ДОБАВКОЙ РЕАГЕНТА «МОНАСИЛ»	268
Аксенова Н. А, Куманяев Д. К.. К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГНВП.	272
Аксенова Н. А, Куфтерин Н. А. АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И МЕТОДОВ ОСВОБОЖДЕНИЯ ЕЕ ИЗ СКВАЖИНЫ	275
Макухина Е. А. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРЕ	279
Юрганова Е.С . ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКТНО-БЛОЧНОГО МЕТОДА СТРОИТЕЛЬСТВА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	282

СЕКЦИЯ 5.
**ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
МАШИН И КОМПЛЕКСОВ**

Волынец С.И. КОНСТРУКТИВНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ	286
Казаринов Ю. И. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА АВТОМОБИЛЕЙ	289
Рустамов К.А. КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОТОРНОГО МАСЛА	293
Смирнов Ю.И. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАНСПОРТНОГО ПОТОКА: ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МОДЕЛИ КЕРНЕРА	298
Софронов Г.А. РАЗРАБОТКА ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО МЕХАНИЗМА СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСМИССИЕЙ ТРАНСПОРТНОГО СРЕДСТВА ВЫСОКОЙ ПРОХОДИМОСТИ	303
Белоусова С. В ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ДЛЯ ТОВАРНОЙ НЕФТИ	308
Саляхова А. Р. ОСОБЕННОСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ СКВАЖИН СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ «МЕЖКОНУСНОЙ НЕФТИ»	312

ВВЕДЕНИЕ

В сборниках конференции «Инновационные процессы в науке, технике и экономике» (часть I и часть II) представлены статьи СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Вьетнам, Витебского государственного университета им. П. М. Машерова, г. Витебск, Армянского государственного экономического университета, г. Ереван, Белорусского государственного университета информатики и радиоэлектроники, Белорусского государственного университета, г. Минск, Учреждения образования «БИП – университет права и социально-информационных технологий», г. Могилев, Национального авиационного университета, г. Киев, Таразского регионального университета им. М. Х. Дулати, Белорусского государственного педагогического университета имени М. Танка, г. Минск, Международной академии управления, права, финансов и бизнеса, г. Бишкек, Кыргызского национального университета им. Ж. Баласагына, Кыргызского государственного университета им. И. Арабаева, Корейского института в Центральной Азии, г. Бишкек, КГКП «Электротехнического колледжа», г. Семей, Военной академии материально-технического обеспечения имени генерала армии А. В. Хрулева, г. Санкт-Петербург, Петрозаводского государственного технического университета, Курганского государственного университета, Московского государственного технического университета имени Н. Э. Баумана, Московского педагогического государственного университета, Омской гуманитарной академии, Омского государственного педагогического университета, Московского авиационного института, Балтийского Федерального университета им. И. Канта, г. Калининград, Российского химико-технологического университета имени Д. И. Менделеева, г. Москва, Санкт-Петербургского государственного архитектурно-строительного университета, Пермского государственного университета, Рубцовского института Алтайского государственного университета, Брянского государственного инженерно-технологического университета, Дагестанского государственного университета народного хозяйства», г. Махачкала, Южного университета, г. Ростов-на-Дону, Уральского государственного экономического университета, г. Екатеринбург, МПТИ СВФУ им. Аммосова, в г. Мирный, Казанского государственного энергетического университета, Самарского университета государственного управления Международного института рынка, Алтайского филиала Финансового университета при Правительстве Российской Федерации, г. Барнаул, Нижневартовского государственного университета, Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ООО «Омега-К», г. Тюмень, Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, г. Нижневартовск, г. Сургут, г. Ноябрьск, Многопрофильный колледж, «Роснефть – класс» СОШ № 8 (г. Радужный), Гимназия № 5 (г. Мегион), СОШ № 23 (г. Нижневартовск), ГУО «Гимназия № 146», г. Минск.

СЕКЦИЯ 1.

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ДРОНОВ В СЕКТОРАХ РАЗРАБОТКИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мифтахов А. Р., студент

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Аннотация. В данной работе, основанной на анализе научной литературы, предпринимается попытка рассмотрения вопросов применения беспилотных летательных аппаратов (дронов) в области разработки и безопасности объектов нефтегазовой отрасли, с целью представления заинтересованным читателям актуального положения дел в обозначенном проблемном поле. Большое внимание уделяется использованию дронов в качестве вспомогательных устройств, направленных на комплексное решение геологических мониторинговых задач выбранных секторов ТЭК, а также на повышение качества реализации процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа.

Ключевые слова: беспилотные аппараты, дроны, нефтегазовая отрасль, разработка месторождений, безопасность объектов.

В настоящее время в нефтегазовой отрасли активно внедряются дроны с тепловыми датчиками, поскольку нефтеразведывательным и нефтепромысловым предприятиям необходимы беспилотники, способные определять участки соответствующих объектов, подверженные риску перегрева. Применение таких датчиков заключается в измерении фактической температуры транспортно-логистических и производственных машин, комплексов, а также непосредственно самих нефтепродуктов перед их переработкой и отправкой на целевые рынки. В случае выявления деталей и элементов нефтегазовой отрасли, которым грозит перегрев, инженерно-технический персонал немедленно приступает к ремонту объектов с целью предотвращения аварий или иных опасностей [1, с. 14].

Что касается обнаружения и мониторинга звуковых сигналов при разработке месторождений, то в настоящее время распространены дроны для выявления чувствительной звуковой частоты и любой другой сопутствующей звуковой информации на определенных глубинах под поверхностью Земли. Такого рода применение беспилотных летательных аппаратов в нефтяном и газовом деле в ряде государств является обязательным при анализе состава выбранных подземных слоев земной коры. Передовые

дроны, благодаря инновационным инфракрасным системам и высокочастотным волнам способны исследовать залежи нефти и газа как непосредственно под почвой, так и под морским дном. Как отмечают исследователи, с каждым годом увеличиваются показатели результативности подобного звукового обнаружения сырых нефтепродуктов [2, с. 37].

Важно также отдельно выделить беспилотники с инфракрасным излучением, основная цель которых – визуализация любой удаленной территориальной области. Зачастую такие дроны оснащены специальными инфракрасными технологиями, позволяющими волнам проникать сквозь стены или другие твердые структуры. Применение дронов с ИК-излучением в нефтегазовой отрасли заключается в обнаружении процессов, происходящих на объектах, находящихся вне зрительной видимости людей из-за наличия физического препятствия при разработке месторождений [3, с. 179].

Особый интерес для нефтяных и газовых компаний сегодня представляют дроны с ночным видением по причине того, что многие предприятия нефтегазовой отрасли работают круглосуточно. В этом контексте применение беспилотников, оснащенных оптическими приборами и системами ночного видения, заключается в визуализации основных функциональных зон и территорий в темное время суток или в темных местах. Цель такой визуализации – обеспечение мер безопасности нефтегазовых организаций, а также защита промышленных объектов с помощью камер круглосуточного наблюдения для предотвращения несчастных случаев и преступных действий злоумышленников [4, с. 511].

С недавнего времени большой распространенностью в нефтегазовом деле стали отличаться дроны-детекторы, чувствительные к любому движению. Применение таких беспилотных летательных аппаратов заключается в том, чтобы обнаруживать движущиеся объекты с помощью специальных датчиков и устройств, а затем регистрировать информацию о них в базы данных. Также такой подход позволяет персоналу предприятий обозначенных в работе секторов просматривать изображения и видео процессов, которые потенциально угрожают безопасности промышленных систем или, наоборот, подтверждают положительные результаты операций, осуществляемых на тех или иных окрестностях нефтегазовых предприятий [5, с. 29].

В рамках данной работы рассмотрению подлежит и вопрос применения дронов во многих других нефтегазовых операциях. Так, общеизвестно, что применение нефтегазовыми компаниями беспилотников помогает логистическим отделам транспортировать углеводородную продукцию на пути ее доставки на целевые рынки. Эти процессы возможны благодаря небольшим дронам, которые облегчают сортировку нефтегазовых продуктов на этапе их распределения по соответствующим отсекам [6, с. 535].

Следует упомянуть, что после добычи природных ресурсов, содержащих нефть или газ, предприятия рассматриваемой отрасли практикуют установку дронов на территориях, в которых происходят процессы очистки и преобразования углеводородных продуктов. Здесь беспилотникам отводится задача повышения производительности оборудования с целью сокращения времени фильтрации и обработки сырья. Кроме этого, современные дроны визуализируют этапы проверки продукции перед ее распределением и отправкой на дальние расстояния [7, с. 5].

Как было отмечено, дроны часто используются для визуального наблюдения за нефтегазовыми объектами, находящимися под круглосуточной охраной. Соответствующие компании и предприятия в значительной степени полагаются на запись действий, отслеживаемых беспилотниками. В случае чего, сотрудники службы безопасности обязаны документировать все обнаруженные дронами события для последующих возможных юридических и этических процедур [8, с. 66].

Важно выделить, что каждый сотрудник, работающий в нефтяном или газовом секторе промышленности, подвергает себя воздействию опасной среды во время добычи и разведки нефтепродуктов. В этом проблемном поле использование беспилотников предназначено для защиты здоровья соответствующего рабочего персонала с помощью заблаговременного выявления токсичных паров, которые вдыхают инженеры, а также опасных твердых материалов, с которыми приходится контактировать техническим работникам [9, с. 438].

Следующей важной сферой применения дронов можно назвать лабораторные эксперименты по производству новых продуктов, критически важные для большинства нефтегазовых фирм, занимающихся научно-исследовательскими проектами. Использование беспилотников в лабораторных целях подразумевает собой помощь ученым-химикам в изучении состава углеводородных продуктов. Это особенно актуально, если товар новый и нуждается в научном анализе для выявления недостающих или избыточных компонентов [10, с. 12].

Таким образом, можно резюмировать, что дроны и иные беспилотные летательные аппараты небольшого размера находят сегодня широкое применение в секторах разработки и безопасности объектов нефтегазовой отрасли, а также во многих других процессах, осуществляемых компаниями и предприятиями нефтегазовой промышленности.

Библиографический список

1. Satterlee L. Climate drones: A new tool for oil and gas air emission monitoring / L. Satterlee. – Text : direct // *Envtl. L. Rep. News & Analysis*, 2016. – № 1. P. 11-21.

2. Amir N. Eye in the sky: How the rise of drones will transform the oil & gas industry / N. Amir, A. Marar, M. Saeed. – Text : direct // Abu Dhabi OnePetro, 2018. – № 2. P. 175-187.

3. Valentine S. Geophysical trespass, privacy, and drones in oil and gas exploration / S. Valentine. – Text : direct // J. Air L. & Com. – 2019. – № 4. – 507-519.

4. Dubucq D. Earth observation remote sensing for oil and gas: A new era / D. Dubucq. – Text : direct // The Leading Edge, 2021. – № 1. P. 26-34.

5. Sah B. Analysis of barriers to implement drone logistics / B. Sah, R. Gupta, D. Bani-Hani. – Text : direct // International Journal of Logistics Research and Applications, 2021. – № 6. P. 531-550.

6. Kosmbayeva G. IT solutions for the oil and gas industry / G. Kosmbayeva. – Text : direct // Engineering & MIS, 2020. – № 2. P. 1-8.

7. Fataliyev T. Industry 4.0: the oil and gas sector security and personal data protection / T. Fataliyev, S. Mehdiyev. – Text : direct // International Journal of Engineering and Manufacturing, 2020. – № 2. P. 63-69.

8. Bruzzone A. Introducing intelligence and autonomy into industrial robots to address operations into dangerous area / A. Bruzzone. – Text : direct // Springer, 2018. – № 3 P. 433-444.

9. Mattar R. Development of a wall-sticking drone for non-destructive ultrasonic and corrosion testing / R. Mattar, R. Kalai – Text : direct // Drones, 2018. – № 1. P. 8-16.

Научный руководитель: Аверьянова Ю. А., канд. техн. наук, доцент, Казанский государственный энергетический университет.

APPLICATION OF DRONES IN THE DEVELOPMENT AND SAFETY SECTORS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

Author: Miftakhov A. R., student, pochta@geu@gmail.com

Research supervisor: Averyanova Y. A., PhD in Technical Science, Assoc. Professor, Kazan State Power Engineering University.

Abstract: In this paper, based on the analysis of scientific literature, an attempt is made to consider the application of unmanned aerial vehicles (drones) in the field of development and safety of oil and gas industry facilities, in order to present the current state of affairs in the designated problem field to interested readers. Much attention is paid to the use of drones as auxiliary devices aimed at a comprehensive solution of geological monitoring tasks of the selected sectors of the fuel and energy complex, as well as at improving the quality of implementation of the processes of oil and gas production, preparation and transportation.

Key words: unmanned aerial vehicles, drones, oil and gas industry, field development, safety of facilities.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ТЕХНИЧЕСКОМУ НЕФТЕГАЗОВОМУ ОБРАЗОВАНИЮ В ТЮМЕНСКОМ ИНДУСТРИАЛЬНОМ УНИВЕРСИТЕТЕ

Недер Н. М., Радионова Е. Д., Анашкина А. Е.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы, связанные с инновациями в образовании, в частности, с проектной деятельностью, с особенностями ее реализации и возникающими проблемами, и путями их решения.

Ключевые слова: проектная деятельность, команда, неопределенность, проект.

В современном мире постоянно изменяются процессы политические, общественные, в технологической сфере. Для описания разрушительных сценариев с целью сделать их более понятными для контроля последствий. На исходе 20 века появился термин VUCA, который отражал сложность принятия решений на фоне частых и резких изменений во всех областях жизни человека и расшифровывался как непостоянство, неопределенность, сложность и неоднозначность. Но, к сегодняшнему дню эта точка зрения потеряла актуальность, так как сейчас эпоха интенсивного отказа от структуры. устарела и стала описывать то, что отдаляет нас от реальности.

В статье Facing the Age of Chaos («Встреча с эпохой хаоса») профессор Калифорнийского университета Жаме Кассио (Jamais Cascio) предложил новый термин – VANI, который означает хрупкость, беспокойство, нелинейность и непостижимость [1]. В таком мире планирование становится сложной задачей.

К этому хаосу возможно подготовиться, если понимать ключевые проблемы в любой и сфер жизни, так как любая сфера развивается в условиях нестабильности. И необходимо создать инструменты, которые помогут сделать какой-то коллектив, команду с большим запасом прочности, способную скорее подстраиваться под изменения.

Современный изменяющийся мир не обошел стороной и сферу образования, в частности, высшего.

В Тюменском индустриальном университете для получения навыков обучающимися решать проблемы коллективно в условиях трансформаций реализуется проектная деятельность. Дисциплина «Проектная деятельность» реализуется с 1 по 6 семестр на ряде направлений и специальностей, включая направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и специальность 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии». Эта

дисциплина является одной из ключевых для реализации Инженерного стандарта ГИУ.

«Образовательный проект – комплексная, протекающая в условиях взаимодействия с внешней средой, учебно-познавательная творческая или игровая деятельность обучающихся, связанная с достижением в определенные сроки и при ограниченных ресурсах, запланированной совокупности целей (задач) и мероприятий, направленных на достижение конкретного образовательного результата» [2].

Реализация проекта, который выполняется обучающимися, как правило, разбивается на следующие шаги:

- формирование команды для осуществления проекта;
- анализ факторов, влияющих на проект;
- определение и согласование проблематики проекта;
- оценка имеющегося ресурсного обеспечения;
- прогнозирование результата и способов его достижения;
- постановка цели и задач, соответствующих прогнозируемому результату;
- разработка цели, задач проекта и построение модели;
- планирование перечня работ будущего образовательного процесса, выбор методов и способов выполнения работ, оценка трудоемкости и продолжительности работ;
- составление плана-графика реализации;
- определение форм и методов управления и контроля, а также инструмента мониторинга выполнения работ;
- установление, анализ, оценка и управление рисками проекта [2].

Особенностью проектирования в нашем случае является то, что это проектирование осуществляется в условиях неопределенности и нестабильности. Единственный их инструмент – это методы проектного подхода [3].

Результатом проекта может стать:

- продукт, который будет частью другого изделия, или улучшение изделия или конечное изделие;
- услугу или способность предоставлять услугу
- усовершенствование существующей линейки продуктов или услуг;
- результат, такой как конечный результат или документ (например, исследовательский проект)

Конечно, идеально, если в рамках дисциплины, обучающиеся через проектную деятельность, выполняют проекты по кейсам предприятий – нерешенных проблем производства, с предложением пошагового алгоритма с решением поставленной задачи. Таким образом, у обучающихся появляется возможность получить представление о будущей профессиональной сфере деятельности. Естественно, что в таких условиях роль преподавателя сводится к роли куратора образовательного проекта, который внимательно разбирается по этапам в появляющихся пробле-

мах, помогает проанализировать и отобрать необходимые варианты решения на каждом этапе проекта.

Проектная деятельность длится в течении 4 курсов, и если на первых курсах выполняются проекты из областей общественности, допустим, экологии: озеленения городских пространств, или утилизации упаковок, то 3-4 курс – предполагаются проекты по проблемам нефтегазовой отрасли, соответственно, возникает необходимость в привлечении специалистов профильных предприятий, наиболее проинформированных не только о возможных нерешенных проблемах в каких-то узких областях производства, но и о том, каким образом уже осуществлялись попытки решения озвученных производственных задач. Их опыт наиболее ценен.

Библиографический список

1 Amais Cascio. Перед лицом эпохи / Distinguished Fellow, Institute for the Future. – Текст : электронный// [@cascio_jcascio@affiliates.iftf.org](https://medium.com/@cascio/facing-the-age-of-chaos-b00687b1f51d).

2 Довбыш В. О. Методические рекомендации по организации проектной деятельности обучающихся 1-4 семестра всех форм обучения по направлениям подготовки/специальностям, входящим в Инженерный стандарт ТИУ/ В. О. Довбыш. – Тюмень, 2021. – 36 с. – Текст: непосредственный.

3. Довбыш, В. О. Сущность, подходы к определению понятия и способы классификации инноваций / В. О. Довбыш. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. – 2019. – № 3. С. 9-19.

4 Инновационные технологии в образовательном процессе : монография / К. П. Косьянов, Н. А. Аксенова, А. Е. Анашкина [и др.] монография в 2 томах. – Тюмень, 2019. – Том 2 – 144 с. – Текст : непосредственный.

5 Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.] Тюмень, 2021. – С. 249. – Текст : непосредственный.

MODERN APPROACHES TO TECHNICAL OIL AND GAS EDUCATION AT TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY

Neder N. M., Rodionova E. D., Anashkina A. E., Industrial University of Tyumen.

Abstract: the article deals with issues related to innovations in education, in particular, with project activities, with the specifics of its implementation and emerging problems, and ways to solve them.

Keywords: project activity, team, uncertainty, project.

ИСТОРИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕФТИ В РОССИИ

Д. В. Пайганова, ученица 11 А
МБОУ СОШ №8 г. Радужный

Аннотация. Данная работа рассматривает историю возникновения нефти и ее роль в экономике нашей страны.

Ключевые слова: нефтяная отрасль, нефтепромысел, месторождение.

Слово нефть означает – «нечто исторгаемое (землей)». Это смесь углеводородов и множества других соединений, содержащих серу и азот. Состав нефти невозможно записать единственной формулой, ведь он меняется в зависимости от местности. Нефть представляет собой густую маслянистую жидкость, цветом от светло-бурового до темно-бурого, в воде не растворяется. Нефть образовалась из остатков растительных и животных организмов в ходе длящегося миллионы лет развития планеты. Скопление нефти в недрах земли называется месторождением.

Еще в древние времена люди обратили внимание на черную жидкость, которая сочилась из-под земли, но первое письменное упоминание о добычи нефти появилось только в XVI веке. Путешественники рассказывали, что племена, которые жили на берегу реки Ухты, на севере Тимано – Печорской нефтегазоносной провинции, использовали нефть, находившуюся на поверхности реки в медицине. Нефть, собранная у этой реки, была впервые доставлена в Москву в 1597 году.

А вот именно зарождение промысла в России произошло благодаря Петру I в 1721 году. В 1720 году рудознатец Григорий Иванович Черепанов из Мезени находился на р. Ухта, где обратил свое внимание на капельный выход нефти со дна реки на поверхность напротив устья р. Нефть-Ель. Черепанов посчитал находку перспективным источником для добычи нефти и решил заявить об этом в Берг-Коллегию. Получив доклад в 1721, Петр I заинтересовался нефтяным ключом и велел «освидетельствовать и учунить из него пробу».

Потребность в нефти возросла в 1853 году, когда изобрели керосиновую лампу. Первый нефтеперерабатывающий завод, изготавливающий керосин, был основан Давидом Меликовым в Баку в 1863 году. Чуть позже инженер построил нефтеперерабатывающий завод в Грозном. В начале XX века нефтедобыча в России составляла 30 % от мировой добычи нефти. Северный Кавказ и Каспийский регион стали основным местом добычи нефти в период затишья между военными действиями: революцией 1917 года и Второй мировой войной. Осуществление контроля и взятие главенства над этими территориями было одной из основных целей Гитлеровской Германии.

Помимо добычи нефти на Каспии, начали разрабатывать месторождения в Волго-Уральском регионе. Нахождение данных месторождений близко к основным транспортным артериям, способствовало быстрому развитию региона. Поэтому уже в 50-е годы на эти месторождения приходилось около 45 % всей добываемой нефти в России.

В 1960-е годы СССР занял второе место в мире по добыче углеводородов, что привело к падению цен на ближневосточную нефть и к созданию ОПЕК. Одним из актуальных вопросов в начале 60-х был вопрос об удержании уровня добычи нефти при прохождении пика и истощении запасов Волго-Уральского региона. В результате чего освоение Западной Сибири имело масштабный характер, а Западносибирский бассейн стал единственным в СССР нефтедобывающим регионом.

На этой территории в 1965 году было открыто уникальное месторождение Самотлорское месторождение – одно из крупнейших в России, является 6-м по размеру в мире месторождение по добыче нефти. Находится в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, недалеко от Нижневартовска, в районе озера Самотлор.

В историю развития нефтяной отрасли нашего региона внес огромный вклад Салманов Фарман Курбанович – советский и российский геолог-нефтяник. Несмотря на то, что его детство прошло вдалеке от Сибири, интересовался он этой землёй со школьных лет. А всё потому, что его дедушка Сулейман, который любил Сибирь, много рассказывал о ней внукам.

После института Фармана направили в Кузбасс, но нефти он там не нашел. После чего в 1957 году самовольно увел свою геологическую группу в Сургут. Узнав об этом, Салманова хотели отстранить от работы, но не успели, так как 21 марта 1961 года ударил первый фонтан нефти в районе Мегиона.

За всё время работы Фармана Салманова в Сургутской, Усть-Балыкской и Правдинской экспедициях, нефтяниками было открыто больше 15 месторождений. Он проработал в Западной Сибири более 30 лет. И сегодня каждая вторая тонна нефти, добываемая в этом регионе – это нефть из месторождений, открытых при непосредственном участии Фармана Салманова.

Нефтяная промышленность России – не только добыча природных запасов из недр земли. Это целая система комплексов по производству продукции и очистке топлива. Нефть стала неотъемлемой частью нашей жизни и экономики нашей страны. Ежедневно люди используют примерно 3000 продуктов, которые получают из данного природного ресурса. Сам процесс нахождения и добычи нефти требует огромных усилий, но ее производство определяет мировую политику и международные отношения.

Вывод

Производство нефти играет огромную роль в экономике нашей страны и благосостоянии людей. Мы не задумываемся, но ведь используем в

повседневной жизни продукты, созданные с помощью нефти. Я считаю, что необходимо знать историю появления нефти в России, чтобы понимать, с каким трудом геологи, нефтяники шаг за шагом открывали один из самых важных и незаменимых природных ресурсов.

Библиографический список

1. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин: учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 102 с. – Текст : непосредственный.

2. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.] Тюмень, 2021. С. 249 – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Теплинская Т. О., учитель, СОШ № 8, г. Радужный.

THE HISTORY OF OIL IN RUSSIA

Author: Payganova D. V., student, bililit@mail.ru

Supervisor: Teplinskaya T. O.

Annotation: this work examines the history of the emergence of oil and its role in the economy of our country.

Keywords: oil industry, oil field, deposit.

УДК 62.771

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Перов С. Д., студент
Тюменский индустриальный университет

Аннотация. В данной работе проанализирован принцип работы волоконно-оптической технологии в газовой промышленности. Были выявлены преимущества и недостатки, определена область применения волоконно-оптической технологии.

Ключевые слова: волоконно-оптическая технология, газопровод, утечка газа, система мониторинга, кабель.

Актуальность исследования заключается в предотвращении утечки газа и обеспечении полноценного контроля трубопроводов с помощью мониторинга волоконно-оптической технологии.

Аварии на трубопроводах ведут к утечкам нефтепродуктов, что отрицательно сказывается как на экологическом состоянии окружающей среды, так и влечет за собой огромные убытки нефтегазовым предприятием.

Рассмотрим волоконно-оптическую технологию мониторинга газопроводов. Она предназначена для мониторинга дефектов трубопроводов и состоит из линейных сегментов и единого центра контроля и управления.

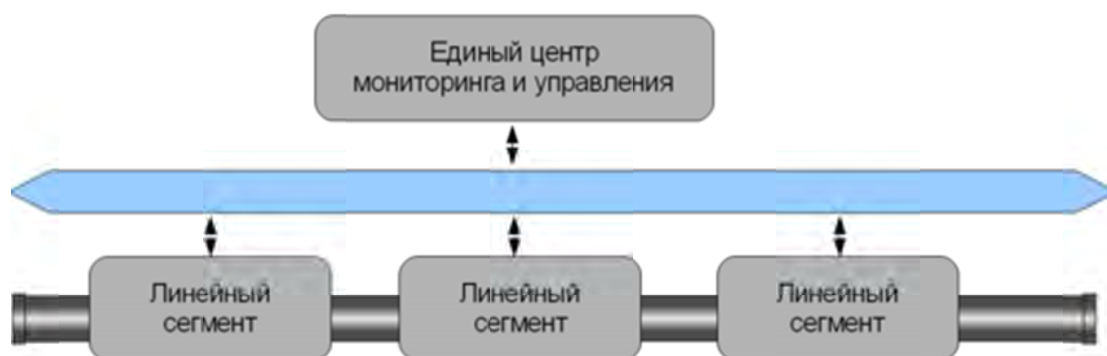


Рисунок 1. Структура ВОС газопровода

Структура ВОС газопровода состоит из линейных сегментов, которые расположены в специальных помещениях. Мониторинг и управление ведется из удаленного единого центра по сети интернет или сети ТСР/IP.

Базовый уровень Единого центра мониторинга и управления осуществляет следующие функции:

- сбор данных от линейных сегментов;
- обработку данных;
- хранение данных в базе данных;
- предоставление данных системе верхнего уровня;
- интеграцию сторонних подсистем мониторинга.

Верхний уровень анализа данных мониторинга и выработки управляющих решений, разработанный ООО «Флагман ГЕО», обеспечивает комплексную систему контроля состояния трубопровода на основе данных волоконно-оптических датчиков. Верхний уровень включает:

- программные модули, реализующие расширенные алгоритмы обработки данных мониторинга;
- автоматизированные рабочие места операторов;
- автоматизированные рабочие места экспертов;
- программные модули управления состоянием оборудования.

Линейные сегменты предназначены для контроля линейных участков, к которым, как правило, относятся наиболее опасные участки трубопровода, например, в зонах карстовых пустот. Контроль трубопроводов на линейных участках основан на использовании технологии распределенных

волоконно-оптических сенсоров. Данная технология использует эффект рассеяния когерентного лазерного излучения при прохождении волоконно-оптического кабеля (ВОК).



Рисунок 2. Волоконно-оптический кабель (ВОК)

Изменения натяжения, температуры и механических воздействий на ВОК приводят к изменению параметров рассеяния. Установка соответствующего ВОК непосредственно на поверхность трубопровода приводит к тому, что все изменения его параметров передаются непосредственно на ВОК, что создает возможность определить состояние газопровода по параметрам рассеяния.



Рисунок 3. Укладка трубопровода с закреплённым оптоволоконным кабелем чувствительного элемента

В линейную часть волоконно-оптической системы (ВОС) входит волоконно-оптический кабель (ВОК), который является одновременно и датчиком и волоконным световодом (ВС). Световое излучение, передаваемое

по оптическому волокну, не подвержено наводкам, т.е. электромагнитные возмущения, грозовые разряды, близость к линии электропередачи, импульсы тока в сети не искажают сигнал. ВОД взрывобезопасны, устойчивы к химическим, механическим и коррозионным воздействиям, расчетный срок службы превышает 25 лет.

ВОД работают от -60°C до $+80^{\circ}\text{C}$, иногда до $+300^{\circ}\text{C}$. На трубопроводе можно в предполагаемой зоне утечек.

Оборудование линейного участка ВОС обеспечивает определение следующих параметров состояния трубопровода:

- напряженно деформированного состояния трубопровода;
- утечки транспортируемого агента;
- температурного состояния трубопровода и окружающей среды

Напряженно-деформированное состояние трубопровода, в соответствии с разработанной ООО «Флагман ГЕО» методикой, определяется двумя способами. Первый основан на измерении деформации поверхности трубопровода и определении параметров НДС при последующей обработке. Второй заключается в выработке качественной показательной оценки уровня состояния НДС трубопровода и на проведении анализа реакции поверхности трубы на акустические внешние воздействия. Наша методика позволяет классифицировать пять возможных уровней состояния НДС:

- нормальное состояние;
- незначительные изменения состояния;
- значительные изменения состояния;
- критические изменения состояния;
- аварийное состояние.

Температурное состояние трубопровода определяется на основе анализа утечки газа из трубопровода, при возникновении утечки из трубопровода, происходит изменение температуры в определенном месте вдоль трубопровода. Изменение температуры локализовано как в пространстве, что определяет место утечки, так и во времени, что определяет начало утечки.

Вид температурного возмущения зависит от типа трубопровода и транспортируемого носителя.

Например:

- вытекающая жидкость теплее окружающей почвы, что характерно для нефтяных трубопроводов и подземных жидкостных;
- вытекающая жидкость холоднее окружающей почвы, это типично для водопроводов;
- выбрасываемый газ вызывает местное охлаждение за счёт падения давления, это характерно для подземных, подводных, надводных трубопроводов.



Рисунок 4. Экран рабочего места оператора, демонстрационный режим (Зелёный – норма, жёлтый – «внимание», красный – «неисправность объекта»)

Утечки транспортируемого агента определяются с помощью совместного комплексного анализа данных о реакции поверхности трубопровода на акустические внешние воздействия и данных о температурном состоянии. Определение факта утечки происходит за два этапа. На первом производится диагностика факта утечки и предварительная оценка параметров утечки. На втором этапе происходит уточнение параметров утечки.

В составе каждого конкретного Единого центра мониторинга и управления в соответствии с требованиями Заказчика могут использоваться оба уровня или один базовый. В случае использования одного базового уровня, функции верхнего уровня выполняет автоматизированная система управления Заказчика.

Волоконно-оптические технологии имеют ряд преимуществ на производстве:

- С помощью волоконно-оптических сенсоров возможно осуществление контроля напряжённно-деформированного состояния трубопровода, причём как для протяжённых его участков (в местах пересечения активных тектонических разломов), так и для локальных мест и отдельных узлов (углы поворота, тройники и других соединительных деталей). Принцип измерения деформации дает возможность применять систему для контроля перемещения грунтовых массивов в сложных природных условиях;

- Используя свойство оптического волокна изменять свои характеристики при изменении его температуры, возможно применение системы для контроля температурных изменений объекта. Тот же принцип лежит в основе системы контроля целостности трубопровода и обнаружения утечек на базе волоконно-оптических сенсоров;

- При использовании оптического волокна как пространственного акустического микрофона, возможно, его применение в качестве виброакустиче-

ского датчика для контроля активности и несанкционированного доступа (линейные участки трубопровода, периметр площадочных сооружений и пр.).

Недостатками данной технологии являются:

- Повышенные требования к обслуживающему персоналу как на этапе монтажа оптического кабеля, так и в ходе обслуживания;
- Появление микротрещин и повышение затухания оптического волокна за счет водородной коррозии;
- Стоимость интерфейсного оборудования.

При необходимости контроля состояния трубопроводов с целью обнаружения и локализации мест утечек газа, использование систем распределённого мониторинга, как правило, является более эффективным и экономичным решением, чем установка огромного числа температурных датчиков вдоль всей области измерения.

Данная технология обеспечивает высокую информативность, оперативное поступление данных в распоряжение специалистов и максимально удобные условия для реализации технологических исследований и диагностики нештатных ситуаций.

Вывод. Повышение промышленной безопасности и экономической эффективности процессов добычи и транспортировки газа являются основными задачами, стоящими перед газодобывающими и газотранспортными организациями.

Перечисленные возможности и характеристики ВОС позволяют создавать эффективные системы контроля, мониторинга и безопасности сложных распределенных инфраструктурных объектов и успешно их эксплуатировать.

ВОС также зарекомендовали себя как одно из наиболее действенных решений для оптимизации процесса добычи. ВОС отличается простотой конструкции, надежностью и обеспечивает одновременный сбор температурных данных по всей длине скважины в режиме реального времени. Такая информативность метода позволяет повысить уровень понимания состояния системы «пласт-скважина» и повышать уровень добычи за счет быстрого реагирования на различные проблемы.

Многие международные газодобывающие компании и компании, занимающиеся транспортировкой газа, на сегодняшний день активно внедряют волоконно-оптические технологии, благодаря этому добиваются повышения эффективности добычи газа до 10%.

Библиографический список

1. Убайдуллаев Р. Р. Волоконно-оптические сети / Р. Р. Убайдуллаев. – Москва: ЭКО-ТРЕНДЗ, 1998. – 267 с. – Текст : непосредственный.
2. Савельева Н. Н. Опыт применения вихретоковых дефектоскопов для диагностики трубопроводов / Н. Н. Савельева. – Текст : непосредственный.

ственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых: в 2 томах. апрель 2018. – С. 71-73.

3. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин: учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 102 с. – Текст : непосредственный.

4. Фриман, Р. Волоконно-оптические системы связи / Р. Фриман. – Москва: Техносфера, 2007. – 514 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Савельева Н. Н., канд. тех. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

APPLICATION OF FIBER-OPTIC MONITORING TECHNOLOGIES IN THE GAS INDUSTRY

Authors: Perov S. D., student, saveliy.perov.02@mail.ru, Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk.

Research supervisor: Savelyeva N. N., Ph. D. ped. Sciences, Industrial University of Tyumen.

Abstract: in this paper, the principle of operation of foreign optical technology in the gas industry is analyzed. The advantages of application and application were identified, the scope of foreign optical technology was determined.

Key words: foreign optical technology, gas pipeline, gas emission, monitoring system, cable.

УДК 622.276.7.

ПОДБОР ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ С УЧЕТОМ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО И АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Вшивкова В. Д., Одиноких И. А., Субханкулова Л. Ш., учащиеся 9 класса
МАОУ №5 «Гимназия», г. Мегион

Аннотация. Мероприятия по интенсификации работы добывающих скважин на месторождениях приводят к значительному увеличению числа текущих и капитальных ремонтов. Наиболее важную роль в процессе выполнения ремонтных работ играют жидкости глушения, неправильный выбор которых приводит к ряду осложнений. Глушение скважин в условиях аномально низкого или аномально высокого пластового давления требует особого внимания и тщательного подбора жидкостей глушения и блоки-

рующих композиций. В результате проведенного исследования авторы создали базу данных, используемых на месторождениях ХМАО жидкостей глушения, и оптимизировали процесс их выбора.

Ключевые слова: ремонт скважин, жидкость глушения, пластовое давление, коллекторские свойства, растворы минеральных солей, полимерные системы

На современном этапе развития нефтедобывающего комплекса России одной из ключевых задач является поддержание достигнутого уровня добычи нефти. Она решается за счет увеличения объемов бурения, а также посредством интенсификации работы добывающих скважин на месторождениях, что ведет к значительному увеличению числа текущих и капитальных ремонтов. Наиболее важную роль в процессе выполнения ремонтных работ играют жидкости глушения, неправильный выбор которых приводит к таким осложнениям, как поглощение, нефтегазопроявление, снижение продуктивности скважин в послеремонтный период и агрессивное коррозионное воздействие на внутрискважинное оборудование. Так при глушении скважин водно-солевыми растворами коэффициент продуктивности снижается на 10-20%, а выход скважины на режим может затянуться на месяц и более [1].

Наиболее проблематичным становится проведение ремонтных работ, например, установка насосного оборудования в скважинах после гидравлического разрыва пласта, так как дренированный пласт поглощает большое количество водно-солевого раствора глушения, а это может свести на нет результат проведенных мероприятий.

Глушение скважин в условиях аномально низкого или аномально высокого пластового давления требует особого внимания и применения оптимальных технологий, тщательного подбора жидкостей глушения (ЖГС) и блокирующих композиций.

В данной работе была поставлена цель – оптимизации процесса выбора жидкостей глушения для проведения ремонта на скважинах. Для ее решения были изучены технологии проведения капитального и текущего ремонта, процессы глушения скважин; определены параметры жидкостей глушения для обеспечения безопасного и эффективного проведения работ; рассчитаны плотность жидкости глушения при аномально высоком и низком пластовом давлении; составлена база данных жидкостей глушения; разработан и апробирован способ автоматического подбора.

Ремонты скважин составляют существенную часть работ в любом добывающем активе. Это не только устранение аварий и отказов, замена отслужившего оборудования, но и регулярный процесс, без которого невозможна эффективная и безаварийная эксплуатация фонда скважин.

Одним из путей повышения качества ремонтных работ в скважинах является научно обоснованный выбор жидкости глушения, способствующий

одновременному восстановлению проницаемости нефтяного пласта, повышению продуктивности скважин и дополнительному отбору нефти из них.

Жидкостям глушения предъявляются следующие требования:

- химически инертность к горным породам, исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами, обладать низкой коррозионной активностью по отношению к скважинному оборудованию (скорость коррозии стали не должна превышать – 0,10-0,12 мм/год);
- технологичность в приготовлении и использовании;
- термостабильность при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях; негорючей, взрыво- и пожаробезопасной, нетоксичной; инертной по отношению к другим технологическим жидкостям, применяемым при ТКРС (текущий и капитальный ремонт скважины).

Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора; содержать механических примесей более 40 мг/л и диаметром частиц более 2 мкм; образовывать стойких прямых и обратных водонефтяных эмульсий [2].

Анализ существующих практик показывает, что в современных условиях сокращение объемов добычи нефти и неуклонный рост себестоимости ее добычи требует взвешенного подхода к выбору типа, технологических параметров и экологической чистоты применяемых ЖГС. Важность получения от каждой скважины максимальной отдачи не позволяет применять в качестве ЖГС такие составы, которые вызывают ухудшение показателей работы скважин и коллекторских характеристик призабойной зоны пласта. Целесообразным становится подход, согласно которого для каждого объекта разработки проводится индивидуальный подбор ЖГС при производстве ремонтов скважины.

Все ЖГС условно делятся на две группы: на водной и углеводородной основе. В первую группу входят пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), прямые эмульсии. Вторая группа включает товарную или загущенную нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70% [3].

Для предотвращения проникновения жидкостей глушения в пласт была разработана технология глушения скважин, включающая первоначальную доставку на забой скважины загущенной порции блокирующего состава, по технологическим свойствам отвечающей требованиям изоляции продуктивного ИП, с учетом ее коллекторских свойств с целью формирования на забое первоначально блокирующего экрана. В отличие от водных растворов блокирующий состав имеет низкую фильтрацию, а фильтрат обладает низким поверхностным натяжением, что снижает его сопротивление для притока нефти в скважину.

Для снижения негативного влияния водных растворов жидкостей глушения на ФЕС пласта используют различные добавки – ингибиторы.

Предлагаемое решение заключается в следующем:

Способ глушения скважин жидкостью необходимой плотности наиболее прост, надёжен и экономичен.

Расчет плотности жидкости глушения

При полной замене скважинной жидкости жидкостью глушения плотность жидкости глушения рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ж} = (\rho_{пл} \cdot (1 + \Pi)) / (h \cdot g) \quad (1)$$

где: $\rho_{ж}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³;

$\rho_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

Π – коэффициент безопасности работ, зависящий от глубины скважины, коэффициента продуктивности и газосодержания, принятый для ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» равным 0,05 (5%).

h – расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации по вертикали, м;

	A	B	C	D	E	F	G
1	Введите значения:						
2	Пластовое давление, атм	300					
3	Вертикаль, м	2800					
4							
5							
6	Плотность жидкости глушения, г/м ³		1,148				
7							
8	Тип	Классификация жидкости	Минимальная плотность, г/см ³	Максимальная плотность, г/см ³	Негативное воздействие	Достигается	Температура застывания
9	Растворы солей	Хлорид калия	1	1,16	исключается	исключается	-20
10	Растворы солей	Хлорид натрия	1	1,18	вызывает	исключается	-23
11							
12							
13							
14							
15	Растворы солей	MgCO ₃	1	1,3	формирование	исключается	-26
16	Растворы солей	КВ	1	1,37	возникновение водной фазы	исключается колматация порового пространства твердыми частицами.	-30
17	Растворы солей	NaBr	1	1,51		исключается колматация порового пространства твердыми частицами.	-30
18	ЖГ ИЭР	азированный гель	1,01	1,7	возможность закупорки пласта	исключаются набухание глинистых минералов пласта	-40
19							
20	ЖГ ИЭР	Утяжеленная полисахаридная жидкость	1,01	1,5	Малая вязкость при температуре запки и температуре пласта; Малая фильтрация в пласт.	исключаются набухание глинистых минералов пласта	-30
21							
22	ЖГ ИЭР	Загущенная	0,9	1,25	возможность	исключаются	-40
23	ЖГ ИЭР	инвертные растворы	1,14	1,74	возможность закупорки пласта; сохраняет естественную водонасыщен ность пор призабойной зоны пласта	исключаются набухание глинистых минералов пласта	-50
24							
25							
26							
27	ЖГ ИЭР	нитрат натрия- галит	1,135	1,35	возможность закупорки пласта; сохраняет естественную водонасыщен ность пор призабойной зоны пласта	Исключаются набухание глинистых минералов пласта	-20
28							

Рисунок 1. Интерфейс базы для автоматизированного подбора ЖГС

Экологические показатели.

Неправильно подобранная жидкость глушения приводит к увеличению или снижению гидростатического давления на пласт:

- при $R_{гст} > R_{пл}$, существует возможность нарушения коллекторских свойств пласта, оказание негативного влияния на продуктивный объект на физическом и химическом уровне;

- при $R_{гст} < R_{пл}$, есть риски получения газо-водонефтяного проявления ГНВП, что приводит к загрязнению экологической среды.

Исходя из изученного материала, опираясь на опыт старейшего нефтегазодобывающего предприятия ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», осуществляющей производственную деятельность на территории Среднего Приобья более шести десятилетий, была составлена база данных жидкостей глушения и блокирующих составов (с указанием их достоинств и недостатков, минимальных температур, при которой жидкость замерзает, что может повлиять на ремонт скважин), на основе программы Microsoft Excel разработан и апробирован способ автоматического подбора ЖГС.

Подводя итог, отметим следующее: для проведения успешного глушения нефтяных скважин в целях минимизации повреждения призабойной зоны пласта, снижения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта следует применять правильно подобранные жидкости глушения и блокирования с учетом горно-геологических и технических условий работы скважины.

Научно-обоснованный выбор жидкости глушения может привести не только к ускорению освоения скважины после ремонта, но и дополнительному отбору нефти и снижению обводненности продукции.

Библиографический список

1. Пономарева И. Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И. Н. Пономарева, П. Ю. Илюшин. – Текст : непосредственный // Москва: Нефтяное хозяйство. – 2017. – №1. – С. 62-65.

2. Шилов И. А. Подбор наиболее эффективных жидкостей глушения скважин и оценка их влияния при лабораторном моделировании / И. А. Шилов, А. И. Неволин. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №12. – С. 53-57.

3. Токунов В. И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В. И. Токунов, А. З. Саушин. – Москва: Недра. – 2004. – 710 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Титеева Л. Р., учитель, Егорова М. А., методист МАОУ №5 «Гимназия», г. Мегион.

SELECTION OF MULTIVATION LIQUIDS FOR REPAIR WORKS AT WELLS TAKING INTO ACCOUNT OF ANOMALOUSLY HIGH AND ANOSMALL LOW RESERVOIR PRESSURE

Author: Vshivkova V. D., Odinokikh I. A., Subkhankulova L. Sh., students of the 9th grade No. 5 "Gymnasium", Megion.

Research supervisor: Titeeva L. R., teacher, Egorova M. A., methodologist Gymnasium № 5.

Abstract: Measures to intensify the operation of producing wells in the fields lead to a significant increase in the number of current and major repairs. The most important role in the process of repair work is played by killing fluids, the wrong choice of which leads to a number of complications. Killing wells in conditions of abnormally low or abnormally high reservoir pressure requires special attention and careful selection of killing fluids and blocking compositions. As a result of the study, the authors created a database of killing fluids used in the KhMAO fields and optimized the process of their selection.

Key words: well workover, killing fluid, reservoir pressure, reservoir properties, mineral salt solutions, polymer systems.

УДК 622.1.

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А. А. Ишдавлетова, ученица 11 А «Роснефть- класса»
МБОУ СОШ №8 г. Радужный

Аннотация. В работе рассмотрена история становления нефтегазовой отрасли в Западной Сибири, ее роль нефтяной промышленности в России. В рамках научно-исследовательской работы автором проекта также были выявлены особенности развития нефтедобывающей промышленности Западной Сибири и изучена география сырьевых баз.

Ключевые слова: история развития, нефтегазовая отрасль Западной Сибири, основные сырьевые базы Западной Сибири.

Нефть – это главный источник энергии в мире. От нее зависит работа большинства технических устройств, которые нас окружают, начиная от автомобилей, самолетов, компьютеров и заканчивая батареями отопления. Сегодня в России действует более 30 крупных нефтеперерабатывающих предприятий с общей мощностью по переработке нефти 290 млн. т. в год. Наш город Радужный расположен на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Округ занимает не последнее место по добыче нефти и второе место по добыче газа в России.

Сургутский десант.

Впервые в Западной Сибири на окраине посёлка Берёзово 21 сентября 1953 года одна из разведочных скважин дала мощный фонтан газа. Это открытие дало стимул для дальнейшего развёртывания геологоразведочных работ. 64 года назад, 13 сентября 1957 года на Сургутскую землю высадился первый десант геологоразведчиков из Кузбасса под руководством молодого геолога Фармана Салманова. Народ энергичный, бесстрашный. Средний возраст – 28 лет. Убедившись, что нефти в Кузбассе не предвидится, Салманов погрузил незамысловатый скарб геологов на несколько барж и уехал вести разведывательные работы под Сургутом. Это событие за многие годы обросло многочисленными версиями и интерпретациями. Кто-то говорит, что это был дерзкий поступок Фармана Салманова, который рогом уперся, поверив в перспективность Среднего Приобья. «У меня слишком большое желание отыскать нефть. И мы обязательно найдём её под Сургутскими болотами», – говорил харизматичный геолог. Как бы то ни было, Салманов не ошибся: в Сургуте он оказался в нужное время. На базе Грязненской нефтеразведки была создана Юганская разведка структурно-поискового бурения под руководством Фармана Салманова. Местные власти выделили геологам старую колхозную контору с телефоном и разрешили начальнику нефтеразведки Салманову купить в колхозе выездного коня, которого тот назвал Казбеком. Из технического арсенала геологи владели лишь одним буровым станком и двумя тракторами. С этого началось строительство электростанции, механической мастерской, кузницы, складов, жилья. В апреле 1958 года Салманов организует Сургутскую нефтеразведку глубокого бурения.

На Мегион!

«Только Мегион! Обнаружим там нефть – дело пойдет!», – сказал на одном из совещаний Фарман Салманов. «Поезжай на Баграс, Граня!» – напутствовал он Теплякова. 21 марта 1961 года из Мегиона пришла долгожданная радиограмма: «Салманову. Скважина фонтанирует. Идет вода с нефтью. Скважину закрыли. Как быть? Тепляков».

Это случилось 21 марта 1961 года. Мегион взят.

В этот же день в Тюмень и Москву геологи-победители направили телеграммы: «В Мегионе получен фонтан нефти дебитом свыше пятисот тонн». А потом фонтаном рванул Усть-Балык. «Скважина лупит по всем правилам», – телеграфировал геолог начальству.

В 1968 году на Салымском месторождении близ Горноправдинска произошел неконтролируемый фонтан, в результате которого буровая загорелась. Для расследования ЧП была назначена прокурорская проверка. Будущий академик Иван Нестеров доказывал прокурору, что в случившемся виноват не человек, а природный фактор. «Нефть шла из глин – на этой версии настаивал я, – вспоминал позже Нестеров в интервью «Новостям Югры». Но мои друзья и коллеги Фарман Салманов и Аркадий Тянь считали, что идет она из пласта выше. И тогда Фарман решил через каждые де-

сят метров проходки проводить весь комплекс исследовательских работ. Жертвовал планом по бурению, но на эксперимент пошел с присущим ему азартом. Глинистая баженовская свита дала фонтан в 700 тонн нефти. Средними считались объемы в две-три тонны».

14 июля 1968 года буровая бригада мастера Е. Ф. Липковского начала проходку скважины № 2. Из разведочной скважины ударил нефтяной фонтан, положивший начало освоению нового нефтегазодобывающего района Западной Сибири. В истории Радужного было несколько строительных десантов. В освоении Варьеганского месторождения участвовали многие организации из Мегиона, Нижневартовска, Сургута, Стрежевого и др. 4 ноября 1973 года на землю традиционного обитания народностей ханты и ненцев была доставлена вертолетом из г. Нижневартовска бригада первостроителей города на Агане, которому суждено было называться Радужный. Спустя 2 недели, 19 ноября года бригада электромонтеров электроцеха НГДУ "Мегионнефть" во главе мастером Паутовым А. И. запустила дизельную электростанцию: зажглись первые электрические лампочки на Варьегане. К концу 1974 года была запущена КСУ и впервые Варьеганская нефть стала поставляться на "большую землю".

В целях ускорения ввода в разработку новых нефтяных месторождений на севере и северо-востоке Нижневартовского района Тюменской области Приказом № 181 Министерства нефтяной промышленности от 4 апреля 1985 г. создано производственное объединение "Варьганнефтегаз" в районном поселке Радужном. 24 мая 1993 г. на основании Устава ПО "Варьганнефтегаз" преобразован в акционерное общество открытого типа. До 1987 года на территории Нижневартовского района было открыто 54 нефтяные месторождения и 20 перспективных структур, входящих в состав ПО "Нижневартовскнефтегаз" и ПО "Варьганнефть". Это было время, предшествующее огромному событию – развитию нефтедобывающей провинции вокруг Радужного. Добыча нефти силами Объединения повлекла за собой глубокие перемены в социально-экономической сфере нашего края. В 1970-х важным для страны местом добычи нефти стал Самотлор. Самотлорское нефтяное месторождение – крупнейшее в России и шестое по размеру в мире. Расположено оно в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи Нижневартовска.

Нефть и газ обнаружены в Тюменской, Томской, Новосибирской, Омской областях. Всего в Западной Сибири открыто 859 нефтегазовых месторождений (более 2000 залежей в разных стратиграфических горизонтах). Здесь сосредоточено около 80% общероссийских разведанных запасов газа и добывается свыше 70% общероссийской нефти. Открытие века позволило обеспечить экономическую стабильность и мощь СССР в XX веке и современной России в XXI веке.

Для Западно-Сибирского бассейна характерны сложные природно-климатические условия, в которых предстояло добывать нефть, и огромная территория, простирающаяся от зоны вечной мерзлоты в районе Полярного круга до непроходимых торфяных болот на юге. Но, несмотря на эти

трудности, Советский Союз смог нарастить добычу в регионе с астрономической скоростью.

Рост добычи в Западной Сибири предопределил рост добычи в Советском Союзе с 7,6 миллионов баррелей (более миллиона тонн) в день в 1971 году до 9,9 миллионов баррелей (около 1,4 миллиона тонн) в день в 1975 году. К середине 1970-х годов добыча в районе Западной Сибири заполнила разрыв, образовавшийся из-за падения добычи в Волго-Уральском регионе.

Открытые месторождения полезных ископаемых – это только часть потенциала северных территорий и акваторий России. Для их выявления, для обеспечения долгосрочного устойчивого развития этих сырьевых баз необходимо проводить геологоразведочные работы. Открытые месторождения полезных ископаемых – это только часть потенциала северных территорий и акваторий России. Для их выявления, для обеспечения долгосрочного устойчивого развития этих сырьевых баз необходимо проводить геологоразведочные работы.

Будущее развитие

Добыча нефти в России окончательно прекратила свое падение в 1997 году. Независимые эксперты считают, что Западная Сибирь располагает остаточными запасами более 150 миллиардов баррелей (более 20 миллиардов тонн), и уровень добычи может быть в три раза больше, чем сейчас. Но ситуация осложнена плохими пластовыми условиями на уже разрабатываемых месторождениях и тем, что западно-сибирские месторождения обычно состоят из большего числа нефтеносных пластов, чем месторождения в других регионах, что осложняет добычу.

"И нефть пошла! Мы, по болотам рыская,
не на пол-литра выиграли спор!
Тюмень, Сибирь, земля хантымансийская
сквозила нефтью из открытых пор...
Но подан знак:
"Бурите здесь!"
А с нефтью как?
Да будет нефть!"

Салманов Ф. К.

Сегодня Западная Сибирь – крупнейшая нефтегазоносная провинция, суммарные ресурсы, которой составляют 60% национального сырьевого ресурса России. Здесь открыто около 500 нефтяных, газонефтяных месторождений, содержащих 73% текущих разведанных запасов нефти России. За десятилетия большая нефть преобразовала город Тюмень в крупный административный и научный центр, дала толчок развитию целого ряда новых предметных отраслей в науке. Основными нефтедобывающими регионами являются Ханты-Мансийский автономный округ-Югра и Ямало-

Ненецкий автономный округ. Нефть и ее переработка чрезвычайно важны для российской экономики. Ежегодно наша страна экспортирует около 200 млн. т. сырой нефти. Россия входит в десятку стран с самыми большими запасами нефти.

Библиографический список

1. Страбыкин А. Радужный город с большой судьбой/ А. Страбыкин, Р. Тюрин. – Текст : непосредственный // Югра. – 2004. – № 3. – С. 23-28.
2. Пьюп Джим, пер. с англ. А. С. Логинова. Нефть / Д. Пьюп. – Текст : непосредственный. – Москва: Росмэн, 2016. – с. 14-18.
3. Салманов Ф. К. Жизнь как открытие / Ф. К. Салманов. – Москва: РТК-регион, 2003. – 607 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Теплинская Т. О., учитель СОШ № 8, г. Радужный.

FORMATION AND DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN WESTERN SIBERIA

Author: Ishdavletova Azalia A., ishdavletovaazalia@gmail.com

Supervisor: Teplinskaya T. O.

Annotation: I offer you a research paper on the topic "Formation and development of the oil and gas industry in Western Siberia". The paper examines the history of the development of the oil and gas industry in Western Siberia, the role of the oil industry in Russia. As part of the research work, the author of the project also identified the features of the development of the oil industry in Western Siberia and studied the geography of raw material bases.

Keywords: the history of development, the oil and gas industry of Western Siberia, the main raw materials bases.

УДК 53.097

ИССЛЕДОВАНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

Косьянов Петр Михайлович, доктор физико-математических наук,
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В работе показаны эмпирические и теоретические исследования свойств нефтей, способов воздействия на эти свойства, в первую очередь на вязкость нефти. Исследовано поочередное и совместное воздействие на нефть тепловым и электромагнитным полями. Определены условия позволяющие максимально снижать вязкость нефти. Предложен механизм, объясняющий физику данного процесса. Получены зависимости

плотности и вязкости нефти от температуры, частоты и напряженности электромагнитного поля. Показаны пути повышения нефтедобычи, на основе приведенных результатов исследований.

Ключевые слова: вязкость, плотность, нефтедобыча, тепловое и электромагнитное поля, частота, напряженность, молекулярные диполи, вращательный момент, эффективный диаметр и объем молекул, подвижность молекул.

Введение. Одним из наиболее эффективных и высокоэкологических способов повышения нефтедобычи, является воздействие на пласт тепловыми и электромагнитными полями. Поэтому, изучение в лабораторных условиях, способов снижения вязкости нефти - является одним из наиболее перспективных и актуальных научных направлений.

В работах [1-5] показаны способы нефтедобычи, сочетающие воздействия на коллектор, тепловыми и электромагнитными полями.

Одна из главных проблем исследований свойств нефти, вывести выражение для вязкости нефти в явном виде. На сегодняшний день, в лабораториях, вязкость нефти определяется по фильтруемым объемам нефти [6, 7].

В лаборатории физики филиала ТИУ в Нижневартовске, была разработана оригинальная экспериментальная установка, позволяющая воздействовать на нефть тепловыми и электромагнитными полями. Установка позволяет воздействовать полями, как по отдельности, так и сочетать воздействия этих полей. Использовались электромагнитные поля частотой до 105 Кгерц и напряжённостью до 28 вольт на метр (рисунок 1).

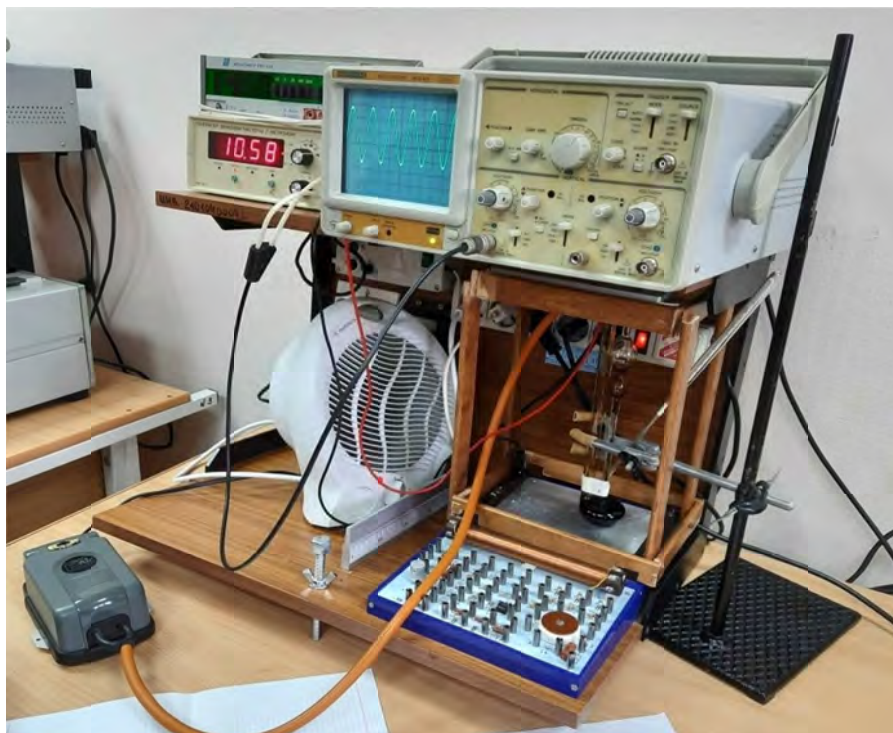


Рисунок 1. Экспериментальная установка

Экспериментальное обоснование

Были проведены измерения вязкости (на вискозиметре ВПЖ-4) и плотности (на ареометре АОН-1 ГОСТ 18481-81) нефти Самотлорского месторождения с плотностью $\rho = 847,2 \text{ кг/м}^3$ (при $t=20^\circ\text{C}$), с водонасыщенностью 0,07% по массе.

Результаты измерений приведены в таблицах 1 и 2 и на рисунках 2, 3.

Таблица 1

Зависимость вязкости нефти от температуры в электромагнитном поле

№ серии измерений	Температура		Среднее время	Динамическая вязкость η
	T, °C	T, K	t_{cp} , с	мПа*с
1	20	293	220	5,78
2	25	298	215	5,65
3	30	303	199	5,23
4	35	308	188	4,94
5	40	313	159	4,18
6	45	318	152	3,99
7	50	323	142	3,72

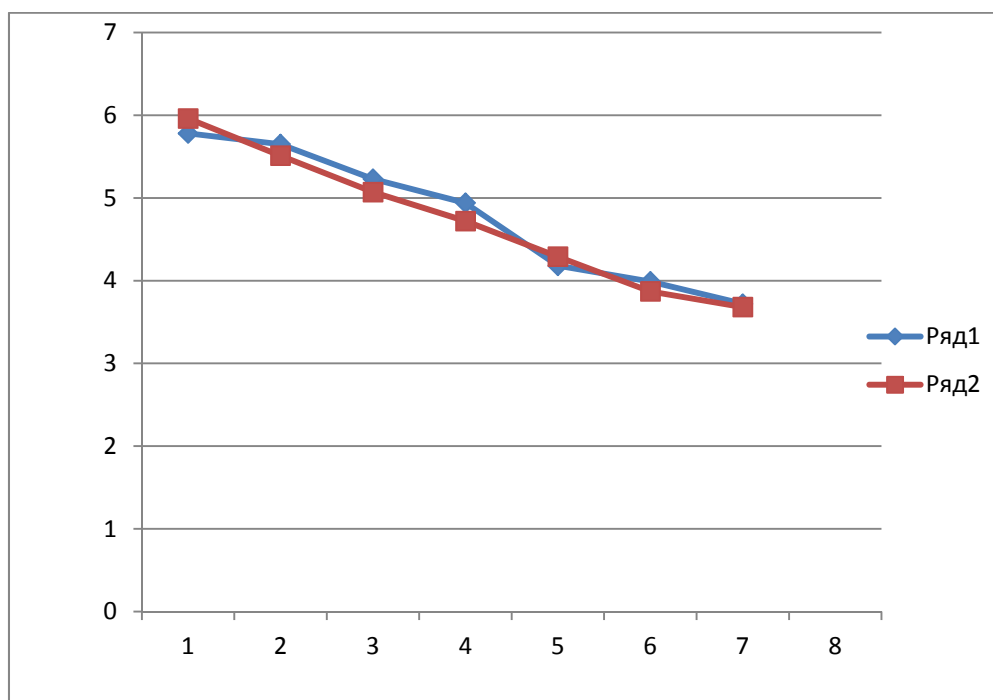


Рисунок 2. Зависимость вязкости нефти от температуры в электромагнитном поле

Зависимость плотности нефти от температуры в электромагнитном поле

№ серии измерений	температура		Плотность нефти ρ Кг/м ³
	t, °C	T, К	
1	20	293	847
2	25	298	844
3	30	303	842
4	35	308	838
5	40	313	835
6	45	318	832
7	50	323	829
8	55	328	826
9	60	333	824

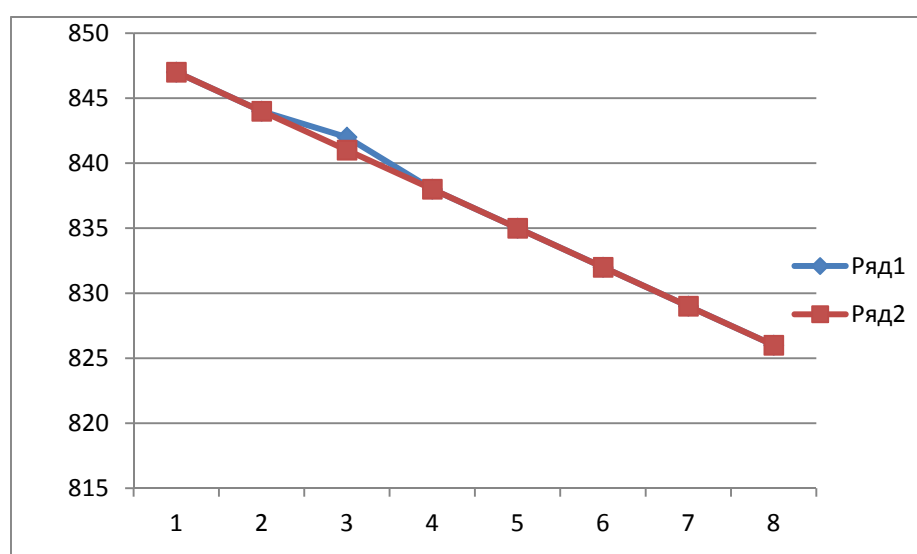


Рисунок 3. Зависимость плотности нефти от температуры в электромагнитном поле

Электропроводность анализируемой нефти составляла:

$$\sigma_c = \frac{1}{\rho_c} \approx 39,5 * 10^{-3} \text{ Сим/м.}$$

При используемой напряженности электромагнитного поля:

$$E_m = \frac{U_m}{l} = \frac{8}{0,28} = 28,6 \text{ В/м, плотность тока для жидких флюидов в}$$

нефти составит: $J = \sigma E \approx 1,1 \frac{\text{А}}{\text{м}^2}$

Интерпретация результатов исследований.

Выводы.

Наложение электромагнитного поля одновременно с тепловым, позволяет добиться максимального снижения вязкости нефти. Аппроксимация полученной функциональной зависимости вязкости нефти от температуры в электромагнитном поле показала минимальные дисперсии при использова-

нии гиперболических функций. Аппроксимация полученной функциональной зависимости плотности нефти от температуры в электромагнитном поле показала минимальные дисперсии при использовании линейных функций.

Жидкие флюиды коллектора содержат как полярные, так и неполярные молекулы. Под действием электромагнитного поля, неполярные молекулы также поляризуются. Дипольные моменты этих молекул определяются следующим выражением: $\mu = qL$ [$D = \text{Кл} \cdot \text{м}$] 1 Дебай = $3,36 \cdot 10^{-30}$ Кл \cdot м.

В опытах наблюдалась прямопропорциональная зависимость вязкости от плотности. Поэтому в первом приближении можно использовать следующее выражение для вязкости нефти:

$$\eta = \frac{1}{3} \rho \langle \vartheta \rangle \langle l \rangle$$

где: ρ – плотность флюида; $\langle \vartheta \rangle$ – средняя скорость теплового движения молекул; $\langle l \rangle$ – средняя длина свободного пробега молекул.

Средняя скорость является функцией температуры: $\langle \vartheta \rangle = \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}}$.

Средняя длина свободного пробега молекул $\langle l \rangle = 1/\sqrt{2\pi d^2 n}$
 где: n – концентрация молекул, d – эффективный диаметр молекул.

Например, для нефти с молярной массой $M = 300$ кг/моль, при температуре $T = 300$ К, скорость составит $\vartheta \approx 4,6$ м/с.

Воздействие напряженности электрического поля создает вращательный момент сил, действующий на молекулярный диполь, определяемый следующим выражением: $M = qEL = E\mu$

Под действием этого момента сил молекулярный диполь совершает вынужденные колебания с частотой равной частоте колебаний вектора напряженности $\omega = 2\pi\nu$ (рисунок 4).

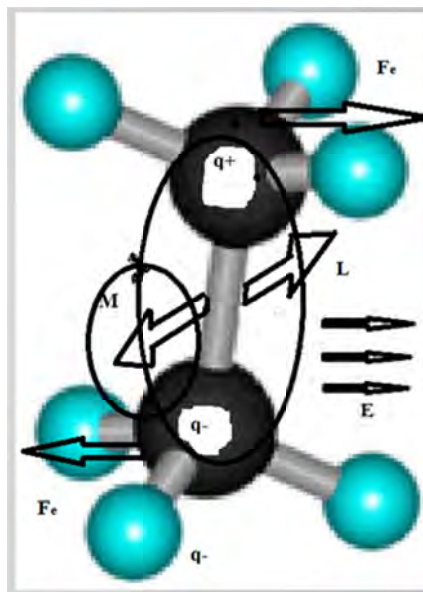


Рисунок 4. Момент сил, действующий на молекулярный диполь

Поэтому к скорости теплового движения добавится скорость поступательного движения молекулы, обусловленная вращением:

$$v_{\text{вр}} = \omega R = 2\pi\nu \frac{L}{2}$$

Вследствие вращения молекулы, её эффективный диаметр d , а, следовательно, и объем увеличатся в разы, что приведет к снижению плотности и средней длины свободного пробега, и в результате к снижению вязкости, что и наблюдалось в опытах. Снижение вязкости позволит увеличить объемы фильтруемой нефти, а, следовательно, повысить нефтедобычу [2, 3].

Библиографический список

1. Добрынин В. М. Петрофизика (физика горных пород) / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – Москва: Нефть и газ, 2004. – 367 с. – Текст : непосредственный.
2. Косьянов П. М. Модель определения и повышения КИН. Проблемы и пути их решения / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный. // Инновационные процессы в науке и технике XXI века: материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов – практиков – Тюмень, 2019. – С. 8-13.
3. Kosianov P. M. Ways to Improve Production Efficiency. Problems and Ways of Their Solution / P. M. Kosianov. – Vol. 16. – 3094-3097.
4. Косьянов П. М. Снижение вязкости нефти воздействием тепловыми и электромагнитными полями / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2021. – С. 200-205.
5. Kosianov P. M. Studies of Oil Viscosity Under the Influence of Thermal and Electromagnetic Fields / P. M. Kosianov. – Direct text// IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 666 (2021). – P. 022-021.
6. ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости. – Введен 1983-01-01. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1997. – 31 с. – Текст : непосредственный.
7. ГОСТ 10028-81. Вискозиметры капиллярные стеклянные. Технические условия. – Введен 1983-01-01. – Москва: Стандартиформ, 2005. – 50 с. – Текст : непосредственный.

OIL VISCOSITY STUDIES

Author: Kosianov P. M. PhD, professor of Industrial University of Tyumen. e-mail: kospiter2012@yandex.ru

Abstract: The paper shows empirical and theoretical studies of the properties of oils, ways of influencing these properties, primarily on the viscosity of

oil. Alternate and joint effects of thermal and electromagnetic fields on oil have been investigated. The conditions allowing to reduce oil viscosity as much as possible are determined. A mechanism explaining the physics of this process is proposed. The dependences of the density and viscosity of oil on the temperature, frequency and intensity of the electromagnetic field are obtained. The ways of increasing oil production are shown, based on the above research results.

Keywords: Viscosity, density, oil production, thermal and electromagnetic fields, frequency, intensity, molecular dipoles, rotational moment, effective diameter and volume of molecules, mobility of molecules.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ДРОНОВ В СЕКТОРАХ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ

Рахматуллин С. С., студент

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Аннотация. В данной работе, основанной на анализе актуальных источников литературы, предпринимается попытка рассмотрения вопросов применения беспилотных летательных аппаратов (дронов) в области строительства нефтяных трубопроводов и в секторе разведки нефти, с целью представления заинтересованному научному сообществу актуального положения дел в обозначенном проблемном поле. Особое внимание уделяется примерам использования дронов в роли вспомогательных средств, технологий и изобретений, направленных на повышение качества реализации нефтегазовыми предприятиями ключевых геологических процессов, а также этапов мониторинга при разработке и разведке углеводородных месторождений.

Ключевые слова: беспилотные аппараты, дроны, нефтегазовая отрасль, трубопроводы, разведка нефти.

В настоящее время дроны активно применяются для визуального осмотра полого пространства строящихся трубопроводных систем на предмет повреждений. Более того, использование беспилотников позволяет инженерно-техническому персоналу с труднодоступных ракурсов обнаруживать детали, угрожающие конструкционной целостности трубопроводов и безопасности нефтегазовой отрасли в целом. Нельзя не отметить, что дроны также применяются для ремонта трубопроводных сетей, когда последние по причине антропогенных или естественных угроз были повреждены [1, с. 87].

Также следует упомянуть, что использование беспилотников в нефтяном секторе во многом направлено на защиту труб, поскольку со-

временные системы датчиков и камер дронов позволяют обнаруживать наличие практически любых стихийных бедствий в радиусе до нескольких десятков километров от выбранной территории прокладки трубопроводов. Мониторинг строящихся нефтяных трубопроводных комплексов в окрестностях промышленных предприятий различного масштаба, а также по периметрам магистральных путей транспортировки нефтесодержащих продуктов не обходится сегодня без внедрения управляемых беспилотных летательных роботов или дронов с автоматическим управлением, с целью визуального контроля территорий, занимаемых трубопроводными сооружениями нефтяной отрасли. В случае возникновения естественных или любых иных угроз современная автоматика беспилотников, в том числе функционирование которой основано на машинном обучении и технологиях искусственного интеллекта, настроена на мгновенное оповещение и информирование персонала по безопасности нефтяных компаний. В особо охраняемых или уязвимых природных зонах операторы нефтегазовых предприятий практикуют установку беспилотных устройств через каждый километр прокладки трубопроводов для обеспечения полного мониторинга обозначенных систем [2, с. 40].

Важно выделить тот факт, что на сегодняшний день практически все строящиеся в мире трубопроводные комплексы уязвимы в плане потенциальных разрушений их конструктивных частей к таким стихийным бедствиям, как землетрясения, в связи с чем геологи многих стран с недавнего времени начали использовать специальные сейсмологические дроны для постоянного контроля территориальных окрестностей нефтепромысловых труб и регистрации сейсмической активности с высокой точностью. Эти беспилотники фиксируют сейсмические сигналы с помощью многоканальных средств обнаружения, похожих на измерительные сейсмометры, активно применяющиеся в смежных отраслях промышленности, и передают их персоналу для своевременного принятия мер предосторожности [3, с. 512].

Применение дронов в секторе разведки нефти

Важно выделить подземную разведку, когда большое количество беспилотных летательных аппаратов размещается под земной поверхностью. Цель таких мероприятий заключается в этом контексте в исследовании наличия в недрах последней нефтесодержащих продуктов. Данный процесс осуществляется с помощью металлических труб, которые вводятся в землю дронами для поиска тех или иных нефтяных ресурсов, доступных компаниям для добычи [4, с. 146].

Развертывание беспилотников и соответствующих цифровых технологий для поиска углеводородов вызвано также острой необходимостью в подводной разведке, а именно растущим с каждым годом потенциалом возможностей исследования нефтяных продуктов под поверхностью океанов, морей, рек и озер по всему миру. Здесь основное приме-

нение дронов обусловлено важностью подтверждения любого присутствия нетронутых нефтяных ресурсов в неразведанных территориях и районах, с целью последующего обеспечения нефтегазовой отрасли альтернативными источниками добычи, переработки и распределения нефти, газа [5, с. 293].

Нельзя не отметить и аэроразведку, где стандартные дроны помогают специалистам ТЭК получать ключевую информацию о целевых территориях с высоты птичьего полета. Здесь нефтегазовые компании используют, как правило, топографические данные для разведки наличия нефтепродуктов. Такая информация необходима в первую очередь для анализа подходящих мест установки систем добычи углеводородов. Таким образом, можно резюмировать, что сегодня современные беспилотники осуществляют фотосъемку и видеосъемку высокого качества, что позволяет инженерам определять подходящие территории для начала строительства временных проходов логистических и производственных объектов нефтяного сектора [6, с. 1064].

Важно также упомянуть, что нефтегазовые компании для подтверждения наличия нефтепродуктов все чаще используют дроны для сбора проб воды из водоемов, которые потенциально могут содержать соответствующие необходимые элементы и минералы. Беспилотные аппараты на сегодняшний день осуществляют это мероприятие с довольно высокой интенсивностью своего присутствия на исследуемом объекте: дроны обычно устанавливаются на расстоянии 100 метров друг от друга с целью детального определения наличия изменений в составе образцов воды. В этой цепи процессов разведки нефти большую роль играют специалисты-химики, за каждым из которых закреплено определенное количество беспилотников. В особо ускоренные сроки реализации поисковых исследовательских операций первые анализируют содержимое получаемых от последних образцов на наличие необходимых нефтесодержащих элементов и практически сразу направляют дроны на новые поиски [7, с. 404].

Другой важной областью применения инновационных беспилотников является обеспечение визуальных обновлений фотоснимков. В этом контексте нефтедобывающие предприятия размещают мобильные дроны на местах добычи нефти для получения и обновления с частотой один-два раза в сутки актуальных фотографий выделенного территориального периметра [8, с. 110].

Таким образом, благодаря развитию беспилотных летательных аппаратов и дронов, персонал обозначенной в данной работе отрасли имеет возможность отслеживать многие проблемы, связанные с нефтедобывающими процессами, а также опасности и угрозы, которые могут влиять на работу и безопасность нефтяных компаний в целом.

Библиографический список

1. Johnsen S. Safety and security of drones in the oil and gas industry / S. Johnsen S. - Text : direct // Safety Assessment and Management. – 2020. – № 1. – P. 83-95.
2. Marathe S. Leveraging drone based imaging technology for pipeline and RoU monitoring survey / S. Marathe. – Text : direct // Safety, Security, Environment and Social Responsibility. – 2019. – № 3. P. 37-44.
3. Valentine S. Geophysical trespass, privacy, and drones in oil and gas exploration / S. Valentine. – Text : direct // J. Air L. & Com. – 2019. – № 1. P. 508-516.
4. Javaid M. Exploring contributions of drones towards Industry 4.0 / M. Javaid et al. – Text : direct // International Journal of Robotics Research and Application. – 2021. – № 4. – P. 142-150.
5. Garcia-Pineda O. Interview: Entrepreneur utilizing ocean data and drones for ocean surveys / O. Garcia-Pineda. – Text : direct // Preparing a Workforce for the New Blue Economy: People, Products and Policies. – 2021. – № 5. – P. 289-296.
6. Nan M. Research on the use drones for monitoring and resources valorification in the extractive industry / M. Nan. – Text : direct // International Multidisciplinary Scientific Journal. – 2019. – № 2. – P. 1061-1068.
7. Gargiulo G. Detection of methane fugitive emissions using drones / Gargiulo G. – Text : direct // The APPEA Journal. – 2021. – № 2. – P. 400-408.
8. Negara T. Drone image-based parameters for assessing the vegetation condition the reclamation success in post-mining oil exploration / T. Negara. – Text : direct // Telkomnika. – 2021. – № 1. – P. 105-114.

Научный руководитель: Мухаметжанов Р. Н., канд. техн. наук, доцент, Казанский государственный энергетический университет.

APPLICATION OF DRONES IN THE SECTORS OF OIL PIPELINE SYSTEMS CONSTRUCTION AND OIL EXPLORATION

Authors: Rakhmatullin S. S., student, samatrakhmatullin@gmail.com

Research supervisor: Mukhametzhano R. N., PhD in Technical Science, Assoc. Professor, Kazan State Power Engineering University.

Abstract: This paper, based on the analysis of relevant literature sources, attempts to review the issues of application of unmanned aerial vehicles (drones) in the field of oil pipeline construction and oil exploration sector, in order to present to the interested scientific community the actual state of affairs in the indicated problem field. Particular attention is paid to examples of the use of drones in the role of aids, technologies and inventions aimed at improving the quality of implementation by oil and gas companies of key geological processes, as well as stages of monitoring during the development and exploration of hydrocarbon deposits.

Key words: unmanned aerial vehicles, drones, oil and gas industry, pipelines, oil exploration.

МОДЕЛЬ ИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ КОСМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

Борисов Н. И., учащийся,
Гимназия № 5, г. Мегион

Аннотация. На сегодняшний день для космических аппаратов используют жидкое или твердое топливо, которое невозможно загрузить на борт в необходимом количестве для дальних полётов. Ионный двигатель позволяет решить эту проблему за счет электродинамической системы [1]. Новизна моей модели ионного двигателя заключается в упрощении и удешевлении конструкции, а также в использовании газа, запасаемого извне в бесконечном количестве. Модель ионного двигателя прошла испытание в школьной лаборатории в земных условиях, для точных характеристик необходимо оборудование, которое способно воссоздать космический вакуум.

Ключевые слова: космическая отрасль, ионный двигатель, электродинамическая схема, электрическая тяга, коронный разряд.

Ионный двигатель – тип электрического ракетного двигателя, принцип работы которого основан на создании реактивной тяги на базе ионизированного газа, разогнанного до высоких скоростей в электрическом поле. Достоинством этого типа двигателей является малый расход топлива и продолжительное время функционирования (максимальный срок непрерывной работы самых современных образцов ионных двигателей составляет более трёх лет). Недостатком ионного двигателя является ничтожная, по сравнению с химическими двигателями, тяга. По сравнению с двигателями с ускорением в магнитном слое ионный двигатель обладает большим энергопотреблением при равном уровне тяги. Такие типы двигателей используют повышенные напряжения, обладают более сложной схемой и конструкцией, что усложняет решение задачи обеспечения высокой надёжности и электрической прочности двигателя. Ионный двигатель характеризуется малой тягой и высоким удельным импульсом. Ресурс работы оценивается в диапазоне 10 тысяч – 100 тысяч часов. В настоящее время разрабатывается новое поколение ионных двигателей, рассчитанных на расход 450 килограммов ксенона, чего хватит на 22 тысячи часов работы при максимальном форсаже. Причинами отказа могут стать износ ионной оптики, катодной диафрагмы и держателя для плазмы, истощение рабочего материала в каждой катодной вставке и откол материала в разрядной камере. Согласно проведенным тестам при удельном импульсе больше 2000 с первым произойдет структурный отказ ионной оптики при использовании 750 килограммов топлива, что в 1,7 раза превышает квалификационные требования. При удельном импульсе меньше 2000 с прототип может

удвоить расход потребляемого топлива. Рабочий газ впрыскивается в ионизационную камеру, где облучается потоком электронов с катода и ионизируется. Кольцевые магниты создают области с сильным магнитным полем, предотвращая контакт плазмы со стенками камеры (предотвращение коррозионных эффектов), увеличивая плотность тока в плазменном шнуре, тем самым повышая степень ионизации газа. Магнитное поле также концентрирует поток вылетающих ионов, формируя ионный луч с наименьшим углом расхождения. Электрическое поле между заряженными решетками ускоряет образовавшиеся ионы рабочего тела. Так как ускоряются в данном исполнении положительно заряженные ионы, а электроны остаются в системе и могут образовывать отрицательный заряд на корпусе космического аппарата, который может приводить к снижению эффективности двигателя и искривлению ионного луча, применяется нейтрализующая электронная пушка, направленная в сторону ионного потока и сбрасывающая избыточный отрицательный заряд с корпуса аппарата [2]. Целью моей работы является создание модели ионного двигателя в космической отрасли для увеличения скорости и дальности полета космических кораблей. Основными задачами являются проектирование схемы электродинамической установки, создание прототипа образца и создание модели ионного двигателя. В своей работе использую схему для получения большого напряжения высокой частоты, которое и питает ионный двигатель.

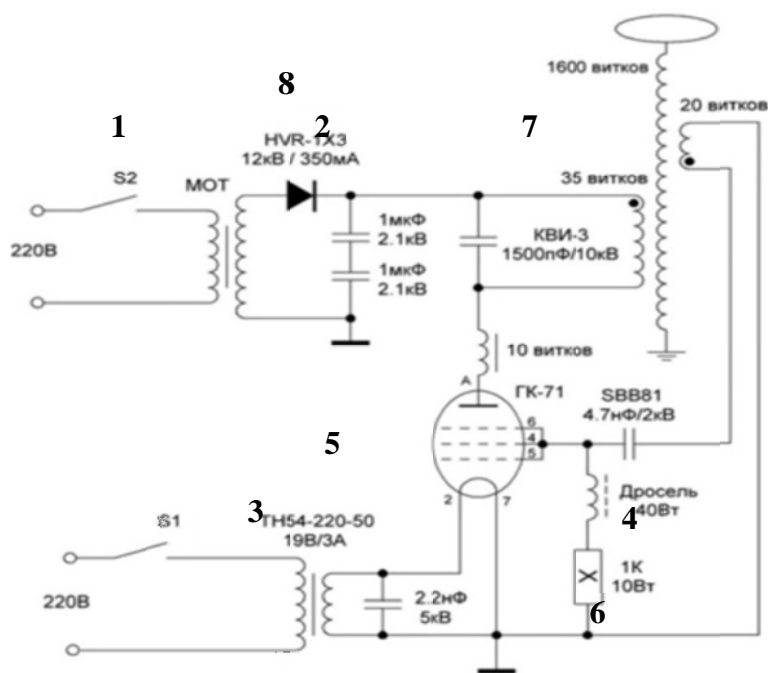


Рисунок 1. Схема электропитания модели ионного двигателя

Описание работы схемы электропитания:

1 – Mot (трансформатор) преобразует 220В в 2000В.

- 2 – Конденсаторы (трансформатор)- (1мкф 2000В) 2шт сглаживают выбросы; Конденсатор (300пкф 16000В) помогает системе войти в э-м резонанс.
- 3 – Блок питания (19В 3А) подает накальное напряжение на лампу.
- 4 – Дроссель (40Вт) повышает напряжение бесплатно из ламп дневного света.
- 5 – Лампа гк-71 выступает в качестве триода.
- 6 – Резистор (1000 Ом 20Вт) ограничивает ток.
- 7 – Катушка¹ (35 витков сечением 15 мм) создает электромагнитное поле; Катушка² (2500 витков сечением 0,2 мм) преобразует электромагнитное поле в электрический ток; Катушка³ (20 витков сечением 1,5 мм) помогает системе войти в резонанс.
- 8 – Диод (12КВ 300мА) блокирует обратный выброс с конденсаторов.

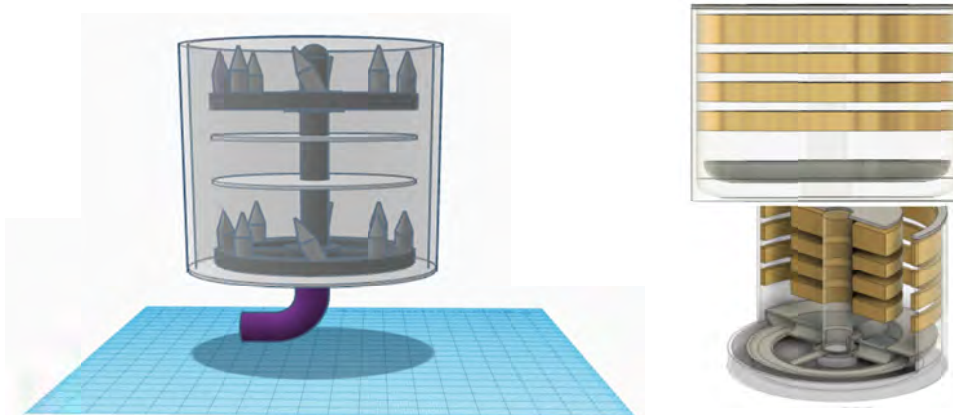


Рисунок 2. Первая 3D модель ионного двигателя
<https://www.tinkercad.com/things/1f834Dq0Y2f-ionnyj-dvigatel>

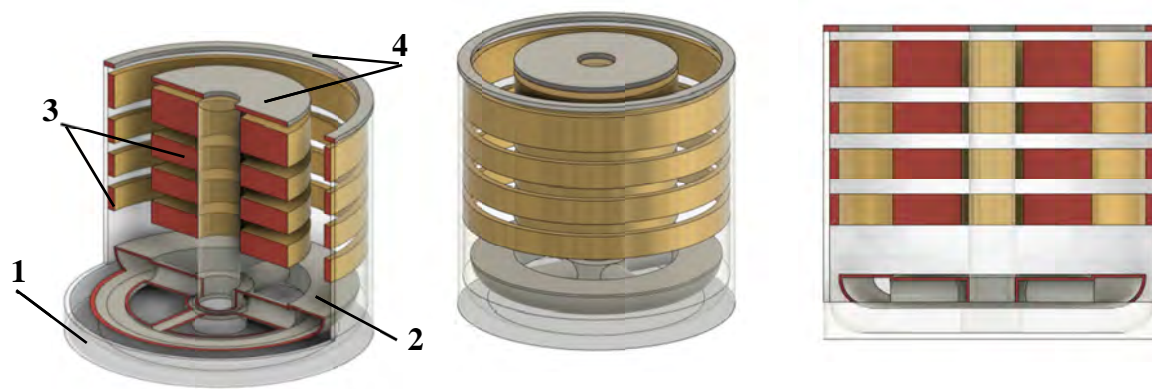


Рисунок 3. Вторая версия 3D модели ионного двигателя в программе Fusion 360
 1 – корпус; 2 – ротор с ворсистым покрытием (для увеличения КПД);
 3 – электромагниты; 4 – сопло для формирования ионного луча

Принцип действия модели ионного двигателя:

Модель ионного двигателя работает без использования какого-либо газа. Преимуществом является использование только электрической тяги, которая создается с помощью коронных разрядов [4]. Перспективой даль-

нейшей работы является усовершенствование модели для увеличения силы реактивной тяги. Ионный двигатель прошел испытание в школьной лаборатории в земных условиях, для точных характеристик необходимо оборудование, которое способно воссоздать космический вакуум. Я провел экономический расчет своей опытной установки.



Рисунок 4. Сборка модели ионного двигателя в лаборатории

Таблица 1

Экономическая составляющая модели ионного двигателя [5]

Мот (трансформатор)		2000В	0 руб
Конденсаторы		1мкф 2000В	0 руб.
Конденсатор		300пкф 16000В	300 руб
Блок питания		19В 3А	2500 руб
Дроссель		40Вт	0 руб
Лампа ГК-71		1500В	1000 руб
Резистор		1000 Ом 20Вт	80 руб
Катушка ¹		35 витков сечением 1,5 мм	0 руб

Катушка ²		2500 витков сечением 0,2 мм	380 руб
Катушка ³		20 витков сечением 1,5 мм	0 руб
Диод		12КВ 300 мА	300 руб
Итого:			4560 руб

Библиографический список

1. Морозов А. И. Физические основы космических электрореактивных двигателей. Монография / А. И. Морозов. – Москва: Атомиздат, 1978. – 328 с. – Текст : непосредственный.
2. Гендин Г. И. Школа радиолюбителя / Г. И. Гендин. – Москва: Издательство РадиоСофт, 2003. – 208 с. – Текст : непосредственный.
3. Касьянов В. А. 10-11 кл. Углубленный уровень: учебник для общеобразовательных учреждений / В. А. Касьянов. – 10-е изд., стереотип. – Москва: Издательство Дрофа, 2020. – 410 с. – Текст : непосредственный.
4. Кашкаров А. А. Собери сам. Электронные конструкции за один вечер / А. А. Кашкаров. – Москва: Издательство Додэка XXI, 2007. – 224 с. – Текст : непосредственный.
5. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.
6. Savelieva N. N. Application of the intelligent field information management / N. N. Savelieva, Ya. V. Saveliev. – Direct text // Components of Scientific and Technological Progress. – 2021. – № 7 (61). – С. 5-8.

Научный руководитель: Азбаева Г. Ю., учитель физики, Гимназия № 5.

ION ENGINE MODEL FOR THE SPACE INDUSTRY

Author: Borisov N. I., student, nikitaborisov784@gmail.com

Supervisor: G. Y. Azbaeva, physics teacher, Gymnasium No. 5

Abstract: To date, liquid or solid fuel is used for spacecraft, which cannot be loaded on board in the required amount for long-distance flights. The ion engine makes it possible to solve this problem by means of an electrodynamic system. The novelty of my ion engine model lies in simplifying and reducing the cost of the design, as well as in using gas stored from the outside in infinite quantities. The ion engine model has been tested in a school laboratory in terrestrial conditions, for accurate characteristics, equipment is needed that can recreate the vacuum of space.

Keywords: space industry, ion engine, electrodynamic circuit, electric thrust, corona discharge.

СОЗДАНИЕ ПРОГРАММЫ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО РАСПОЗНАВАНИЯ И ВЫДЕЛЕНИЯ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ПО ДАННЫМ СКВАЖИННЫХ МИКРОСКАНЕРОВ

Бах П. С., Иванова В. А., Лепшина К. В., учащиеся
Гимназия № 5, г. Мегион

Аннотация. В настоящее время появляется всё больше нефтегазовых месторождений со сложным строением, поэтому для их развития особое значение имеет решение геологических задач. Для этого применяют микросканеры, которые позволяют получить изображение стенок скважины. Данное исследование позволяет оценить структуру, текстуру и выявить особенности пород, которые нельзя определить, кроме отбора керна. В отличие от керна, метод анализа скважинных микросканеров дешевле, но часть неоднородностей нельзя качественно оценить с помощью имеющихся программ. В своей работе мы разработали программу для автоматического распознавания и выделения неоднородностей по данным скважинных микросканеров.

Ключевые слова: геология, петрофизика, керн, имидж, микросканер, искусственный интеллект.

С помощью анализа снимков можно выделить разные слои пород, трещины и каверны, вызванные бурением. Проблема анализа почвы именно таким методом, заключается в неточности и погрешности измерения. Поскольку отбор керна является крайне затратным, более дешевой альтернативой является изучение скважины микросканером.

В своей работе рассмотрели существующий классический подход в петрофизике и геологии [1]:

1. Оценка угла падения.
2. Определение азимута простирания.
3. Привязка керна.
4. Анализ керна.
5. Расчленение разреза.
6. Текстуальный анализ.
7. Структурный анализ.
8. Определение типа пород.
9. Определение обстановки седиментации.
10. Оформление отчета.

Керн – общее название образцов пород пласта, отобранных для изучения и лабораторных исследований. Фото в дневном свете позволяет оценить текстуру и структуру, фото в ультрафиолетовом свете позволяет оценить насыщение нефтью, которая светится в УФ [1, 2].

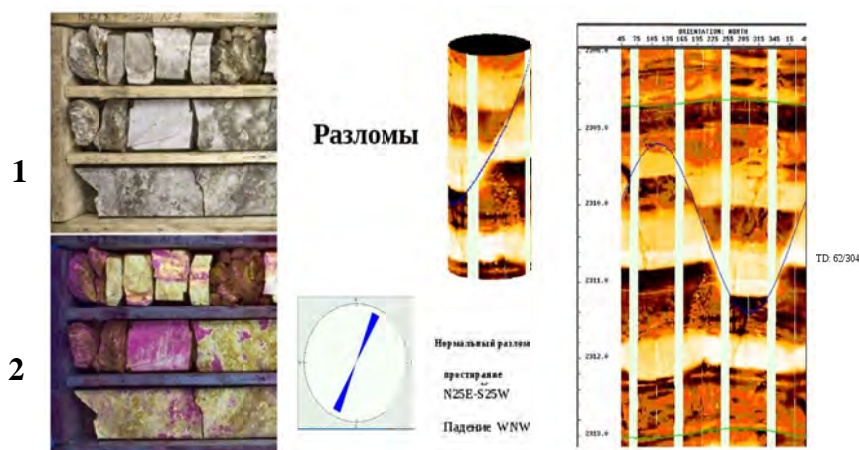


Рисунок 1. Керн
Рисунок 2. Имидж
1 – фото в дневном свете, 2 – фото в ультрафиолетовом свете

Поскольку отбор керна является крайне затратным, более дешевой альтернативой является изучение скважины микросканером. Данное исследование позволяет оценить структуру, текстуру и выявить особенности пород, которые нельзя определить никак иначе, кроме отбора керна.

Практическая часть работы:

1. Анализ каждого изображения.
2. Интерпретация данных в таблице.
3. Сопоставление данных микросканеров с фотографиями реальных отложений.

Таблица 1

Интерпретация данных в таблице

№	Изображение имиджа	Фото отложений	Что изображено на имидже?	Как это образовалось?
1			Слоистость с кавернами-естественными трещинами. Глина чередуется с песчаником, образуя полосы. На снимке изображено горизонтальное залегание горных пород.	Давление и проседание одних слоев на другие, из-за ветровой эрозии.
2			Осадочная порода – это порода, образованная в результате последовательного отложения слоев материала на дне водоема, спрессованных под действием массы более поздних отложений.	Осадочная порода образовалась в результате последовательного отложения слоев материала на дне водоема, спрессованных под действием массы более поздних отложений.

3			<p>Ракушечник-Пористая осадочная порода, разновидность известняка. Обладает пористой структурой и средней твёрдостью.</p>	<p>Ракушечник сформировался из останков морских организмов. Состоят из сцементированных цельных и раздробленных раковин моллюсков.</p>
4			<p>Большое количество расколотого карбоната, также присутствуют вертикальные разломы. Карбонат обладает пористой структурой и высокой твёрдостью.</p>	<p>Карбонат образовался в процессе жизнедеятельности живых организмов, остаточных ракушечных скоплений и фосфатных раковин.</p>
5			<p>Обломочная осадочная порода-песчаник. Обладает высокой пористостью. Основные месторождения расположены там, где в предыдущие геологические эпохи были крупные водоёмы.</p>	<p>Песчаники образуются в результате разрушения горных пород, переноса обломков водой или ветром и отложения с последующей цементацией.</p>

При интерпретации скважинных микросканеров основной проблемой для специалиста становится быстрое выделение геологических неоднородностей. Часть неоднородностей пока еще невозможно количественно оценить с помощью имеющихся программ. Анализируя существующие решения этой проблемы, необходимо изучить альтернативные возможные варианты. Этот метод необходим в помощь специалисту геологу или петрофизику – быстрее и качественнее проводить интерпретацию скважинных микросканеров. Изучили возможные варианты создания программы, которая позволит автоматически распознавать и выделять неоднородности по данным скважинных микросканеров:

1) *Написание программы на Python с помощью искусственного интеллекта:*

1.1. Для этого необходимо было разделить изображения на сегменты меньшего размера, с целью более точного обучения.

1.2. Установить библиотеку NumPy для искусственного интеллекта и внести в виде массивов данные изображений.

1.3. Обучить нейронную сеть определять породу по анализу с имиджей.

2) Написание программы с самостоятельным анализом изображений и вводом их содержания.

Остановились на первом варианте, который имеет свои преимущества. Проанализировав программные библиотеки для машинного обучения: NumPy и TensorFlow [3, 4], приступили к разработке программы.

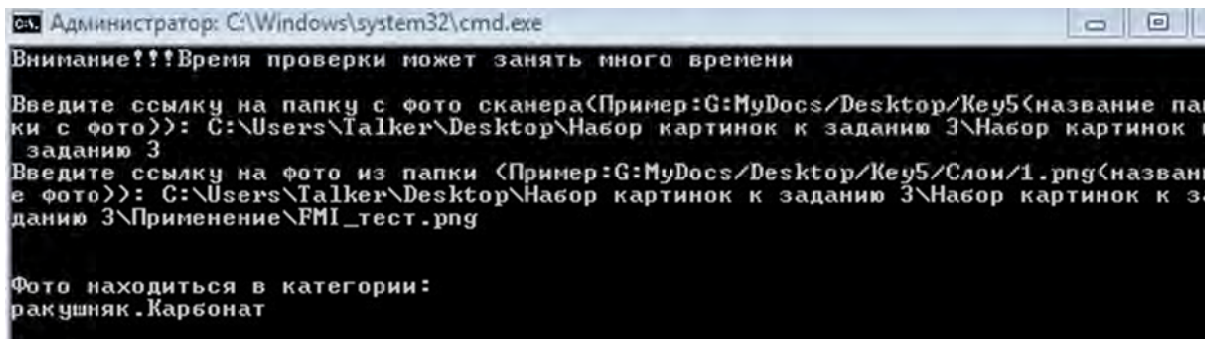


Рисунок 3. Вариант №1 программы на Python с помощью искусственного интеллекта

Результат работы не оправдал наших ожиданий. Программа не всегда точно определяла породу, изображённую на имидже. Для более качественного результата мы написали вторую программу с помощью искусственного интеллекта. Она была обучена на примере 1000 снимков со скважинных микросканеров, тем самым мы добились необходимого результата. Небольшую часть кода вы можете увидеть на слайде. Полностью его можно посмотреть, перейдя по qr коду на колаб ресёрч.

```
IMAGES_DIR = './images'
TRAIN_FRACTION = 0.8
RANDOM_SEED = 2018

def download_images():
    """Если изображения еще не скачаны, сохраняем в IMAGES_DIR."""
    if not os.path.exists(IMAGES_DIR):
        DOWNLOAD_URL = 'https://getfile.dokpub.com/yandex/get/https://disk.yandex.ru/d/6nHdXB6nbjTV4'
        print('Downloading images from %s...' % DOWNLOAD_URL)
        urllib.request.urlretrieve(DOWNLOAD_URL, 'images.zip')
        unzip images.zip
    print('Images are located in %s' % IMAGES_DIR)

def make_train_and_test_sets():
    """Разделяем данные на наборы для обучения и тестов и получаем объекты классификации"""
    train_examples, test_examples = [], []
    shuffler = random.Random(RANDOM_SEED)
    is_root = True
    for (dirname, subdirs, filenames) in tf.gfile.Walk(IMAGES_DIR):
        # Корневая директория дает нам классы
        if is_root:
            subdirs = sorted(subdirs)
            classes = collections.OrderedDict(enumerate(subdirs))
            label_to_class = dict([(x, i) for i, x in enumerate(subdirs)])
            is_root = False
        # Поддиректории дают нам изображения для тренировки
        else:
            filenames.sort()
            shuffler.shuffle(filenames)
            full_filenames = [os.path.join(dirname, f) for f in filenames]
            label = dirname.split('/')[-1]
            label_class = label_to_class[label]
            # Пример это изображение и его классификация
            examples = list(zip(full_filenames, [label_class] * len(filenames)))
            num_train = int(len(filenames) * TRAIN_FRACTION)
            train_examples.extend(examples[:num_train])
            test_examples.extend(examples[num_train:])

    shuffler.shuffle(train_examples)
    shuffler.shuffle(test_examples)
    return train_examples, test_examples, classes
```



Рисунок 4. Вариант №2 программы на Python с помощью искусственного интеллекта

В ходе работы получили теоретический и практический опыт в области геологии и петрофизики. Программа для автоматического распознавания и выделения неоднородностей по данным скважинных микросканеров написана. Необходимо дальнейшее детальное исследование инновационных подходов, используя искусственный интеллект.

Библиографический список

1. Общая геология. – Минск: Белорусский государственный университет географический факультет кафедра почвоведения и геологии, 2002. Сетевое издание.
2. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.
3. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.
4. Савельева Н. Н. Подготовка будущих бакалавров нефтяников к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях / Н. Н. Савельева. Тюмень, 2017. – 122 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Азбаева Г. Ю., учитель физики, Гимназия № 5.

CREATION OF A PROGRAM FOR AUTOMATIC RECOGNITION AND IDENTIFICATION OF INHOMOGENEITIES ACCORDING TO BOREHOLE MICROSCANNERS

Authors: Bach P. S., Ivanova V. A., Lepshina K. V., students' polina.bah70@gmail.com khudyakovskaya@gmail.com lepshinaksenia@icloud.com.

Supervisor: G. Y. Azbaeva, physics teacher, Municipal Autonomous Educational Institution No. 5 «Gymnasium».

Abstract: Currently, there are more and more oil and gas fields with complex structures, therefore, solving geological problems is of particular importance for their development. To do this, microscanners are used, which allow you to get an image of the walls of the well. This study allows us to evaluate the structure, texture and identify features of rocks that cannot be determined, except for core selection. Unlike the core, the method of analyzing borehole microscanners is cheaper, but some of the inhomogeneities cannot be qualitatively assessed using existing programs. In our work, we have developed a program for automatic recognition and identification of inhomogeneities according to borehole microscanners.

Keywords: geology, petrophysics, core, image, micro scanner, artificial intelligence.

ОФОРМЛЕНИЕ ПЛАНШЕТА ПО ИСХОДНЫМ ДАННЫМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

Майков Д. В., Мозоленко А. К., Токарева М. С., учащиеся
Гимназия № 5, г. Мегион

Аннотация. В наше время прогнозирование литологии производится сложными методами, которые не всегда могут оказаться доступными и понятными для начинающих молодых специалистов в области нефтегазовой промышленности. Существуют стандартные петрофизические исследования керна, но в открытом доступе отсутствуют инновационные методики, позволяющие спрогнозировать литологию изучаемых скважин по данным, ГИС. Актуальность нашего решения задачи заключается в том, что мы предлагаем перейти от традиционного подхода в исследовании образцов породы к цифровому. Это позволит повысить точность измерений и существенно сократить время на анализ.

Ключевые слова: геология, петрофизические исследования керна, ГИС, каротаж, проницаемость, пористость.

Целью работы по практической реализации является оформление планшета по исходным данным петрофизических исследований керна.

Есть классический подход в петрофизике и геологии [1]:

1. Расчленение на пласты по ГИС.
2. Выделение коллекторов по ГИС.
3. Выделение фаций по ГИС.
4. Расчет пористости по каротажам (ГК, ПС, НГК, АК, ГГКП, ЯМК).
5. Расчет проницаемости по зависимости с пористости.
6. Расчет насыщенности флюидами по J-функции и керну.
7. Отдельный расчет свойств для каждой фации при необходимости.
8. Наложение данных керна на ГИС.
9. Увязка зависимостей с ГИС на керн, $R2 \geq 0,75$ [2].
10. Оформление планшета.

Глинистость по ГК

$$I_y = \frac{GR - GR_{\text{песч.}}}{GR_{\text{гл.}} - GR_{\text{песч.}}}$$

где
 GR – измеренное гамма-излучение;
 $GR_{\text{песч.}}$ – гамма-излучение песчаника;
 $GR_{\text{гл.}}$ – гамма-излучение глин.

Нормирование глинистости по Ларионову:

$$V_{\text{гил}} = 0,083 \cdot (2^{3,7 \cdot I_y} - 1)$$

Нормирование глинистости по Клавьеру:

$$V_{\text{гил}} = 1,7 - \sqrt{3,38 - (I_{\text{гл}} + 0,7)^2}$$

Нормирование глинистости по Стейберу:

$$V_{\text{гил}} = \frac{0,5 \cdot I_{\text{гл}}}{1,5 - I_{\text{гл}}}$$

Пористость по аПС (аГК)

$$\varphi = f(aGK)$$

$$aGK = \frac{GK_{\text{лог}} - GK_{\text{мин}}}{GK_{\text{макс}} - GK_{\text{мин}}}$$



Объемная пористость (по ГГК-П)

$$\Phi_d = \frac{\rho_{\text{ма}} - \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ма}} - \rho_{\text{ф}}} - V_{\text{гил}} \frac{\rho_{\text{ма}} - \rho_{\text{гил}}}{\rho_{\text{ма}} - \rho_{\text{ф}}}$$

где
 $\rho_{\text{ма}}$ – плотность скелета, 2,68 для Зап. Сибири;
 $\rho_{\text{в}}$ – объемная плотность (по диаграмме);
 $\rho_{\text{ф}}$ – плотность флюида (фильтрата БР);
 $\rho_{\text{гил}}$ – плотность глин;
 $\rho_{\text{ма}} - \rho_{\text{ф}} = 1,68$ для Зап. Сибири

Рисунок 1. Определение пористости по ГИС

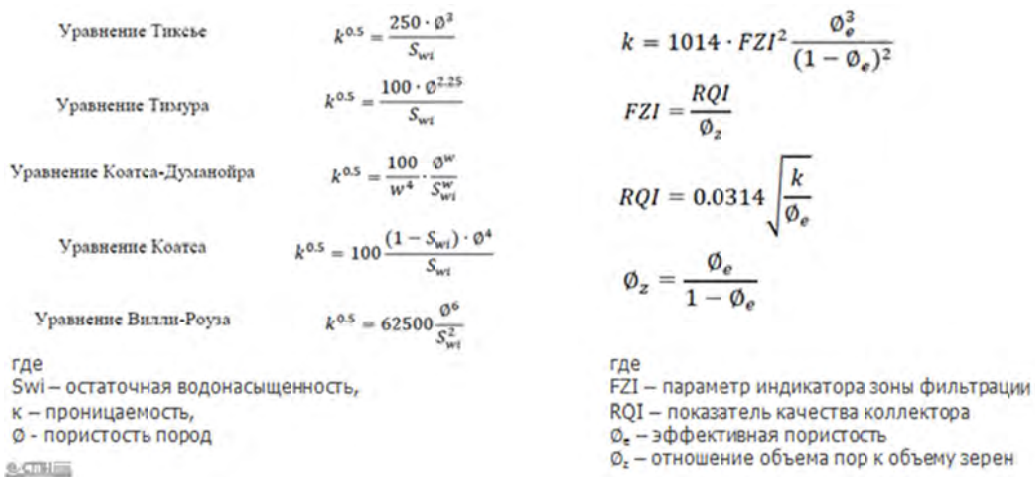


Рисунок 2. Определение проницаемости по пористости

Для решения задачи, используя стандартный комплекс, необходимо выполнить пункты: 4, 5, 7, 8, 9.

Планирование деятельности по решению прикладной задачи, используя стандартный комплекс:

1. Расчет пористости по каротажам (ГК, ПС, НГК, АК, ГГКП, ЯМК).
2. Расчет проницаемости по зависимости с пористостью.
3. Отдельный расчет для каждого пункта.
4. Наложение данных керна на ГИС.
5. Увязка зависимостей с ГИС на керн.
6. Оформление планшета по конечным данным петрофизических исследований керна.

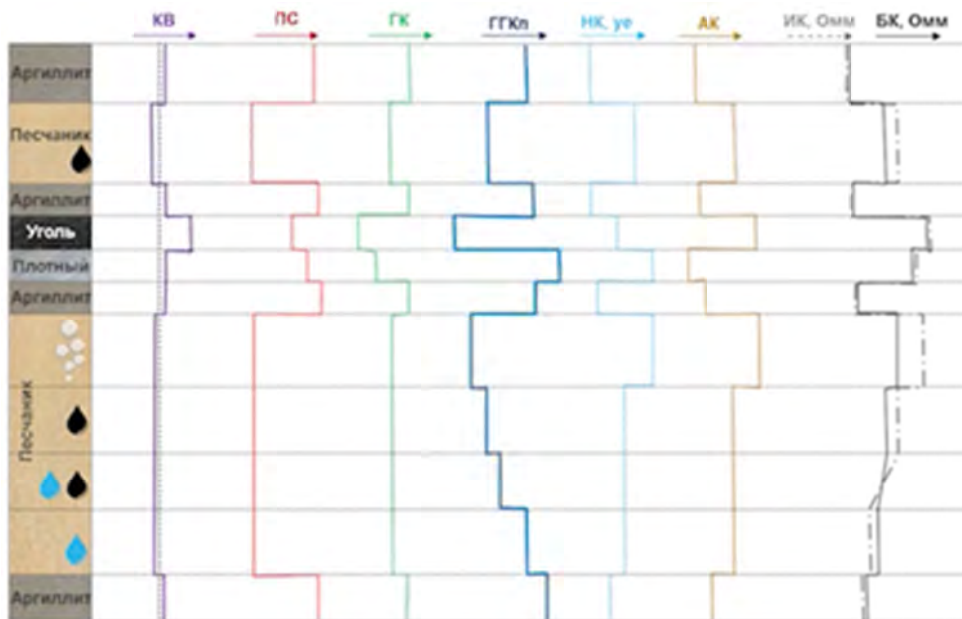


Рисунок 3. Расчленение пластов по ГИС

Стандартный расчет петрофизических свойств керна по формулам

<p>Расчёт пористости по аПС(аГК): Естественная радиоактивность (ГК): 3,2625 Бк минимальная, максимальная = 222,084 Бк, среднее значение = 112.67352 Бк. $a_{ГК} = \frac{G_{Кср} - G_{Кмин}}{G_{Кмакс} - G_{Кмин}}$ $a_{ГК} = 0.5000012339$ беккерель</p>	<p>Объемная пористость (по ГГк-П): Плотность скелета = 2.68 г/см³. Объемная плотность ≈ 0.3 г/см³. Разность плотности скелета и плотности флюида = 1.68 г/см³. Плотность флюида $\approx 1,731635$ г/см³. Плотность глин = 0,25335 г/см³. Ответ ≈ 0.467 г/см³</p>
<p>Расчёт пористости по НКГ: $K_{ПЭФФ} = k_{пнк} - k_{гл} * k_{ПГЛ}$. $893 - 0.25 * 1.3 = 5.568$. Ответ: ~ 5.57 г/см³</p>	<p>Расчет проницаемости: Решение через уравнение Тиксье: $K = 1014 \cdot FZI^2 \cdot Qe^3 / (1 - Qe)^2$. Qe – эффективная пористость. Эффективная пористость = 5.568 см². FZI – параметр индикатора зоны фильтра- ции. $FZI = 4.934$. Ответ: ≈ 7653 см²</p>

Этот метод является неточным, есть погрешности расчета и вероятность неточного нахождения минимального и максимального значения. Проанализировали существующие решения и изучили альтернативные варианты для прогнозирования литологии в скважинах по данным ГИС. Необходимо выбрать оптимальное решение и изучить расширенные возможности программы MS Excel для выполнения этапа прогнозирования литологии в скважинах по данным ГИС [3].

Планирование деятельности, используя расширенный комплекс для автоматической обработки исходных данных:

Шаг 1 «Инициализация исходных данных»

- Загрузить исходные файлы в «ноутбук».
- Просмотреть общую информацию.
- Загрузить литотипы (просмотреть таблицы, определить по каким скважинам есть интерпретация).
- Сохранить все литотипы в словарь.
- Предобработка керновых данных.
- Убрать из проницаемости лишние значения.
- Построить кроссплот пористости и проницаемости.

The image shows a screenshot of an Excel spreadsheet used for data initialization. The spreadsheet is organized into columns labeled A through S. The first few rows contain well identifiers (e.g., WELL_DEPTH, POR, PERM) and their corresponding descriptions in Russian. The main body of the spreadsheet consists of multiple columns of numerical data, likely representing well log parameters for different wells. The text is in Russian, and the spreadsheet appears to be a detailed data table for geological or petrophysical analysis.

Рисунок 4. Инициализация исходных данных

Шаг 2 «Интерпретация петрофизических свойств керна»:

«Интерпретация каротажа (локальная функция округления)»

- Построить график каротажей.
- Добавить литологию к каротажам (перебрать глубины каждой скважины).
- Присмотреть получившийся каротаж литологии в скважине 2.
- «Интерпретация пористости» [3].
 - Создать словарь и функцию для интерпретации пористости.
 - Применить полученную функцию на таблицу с логами.
 - Визуализировать интерпретированную пористость по 2 скважине.
 - «Зависимость пористость-проницаемость»
 - Добавить литотипы к таблице с керном.
 - Переобработать таблицу и избавиться от записей с неопределённой литологией (из графика видно, что доминирующая фация – песчаник).
 - Разделить графики по литотипам, добавить аппроксимирующую прямую и рассчитать каротаж проницаемости, используя макросы и язык Basic.

В работе проведен расчет петрофизических свойств керна по формулам, используя стандартный подход, построены графики по результатам расчета параметров, используя расширенный комплекс программы MS Excel, спрогнозирована проницаемость для каждого типа пород в скважинах на основе литологии, используя макросы и язык Basic. Результатом

практической части является оформление планшета по данным петрофизических исследований керна.

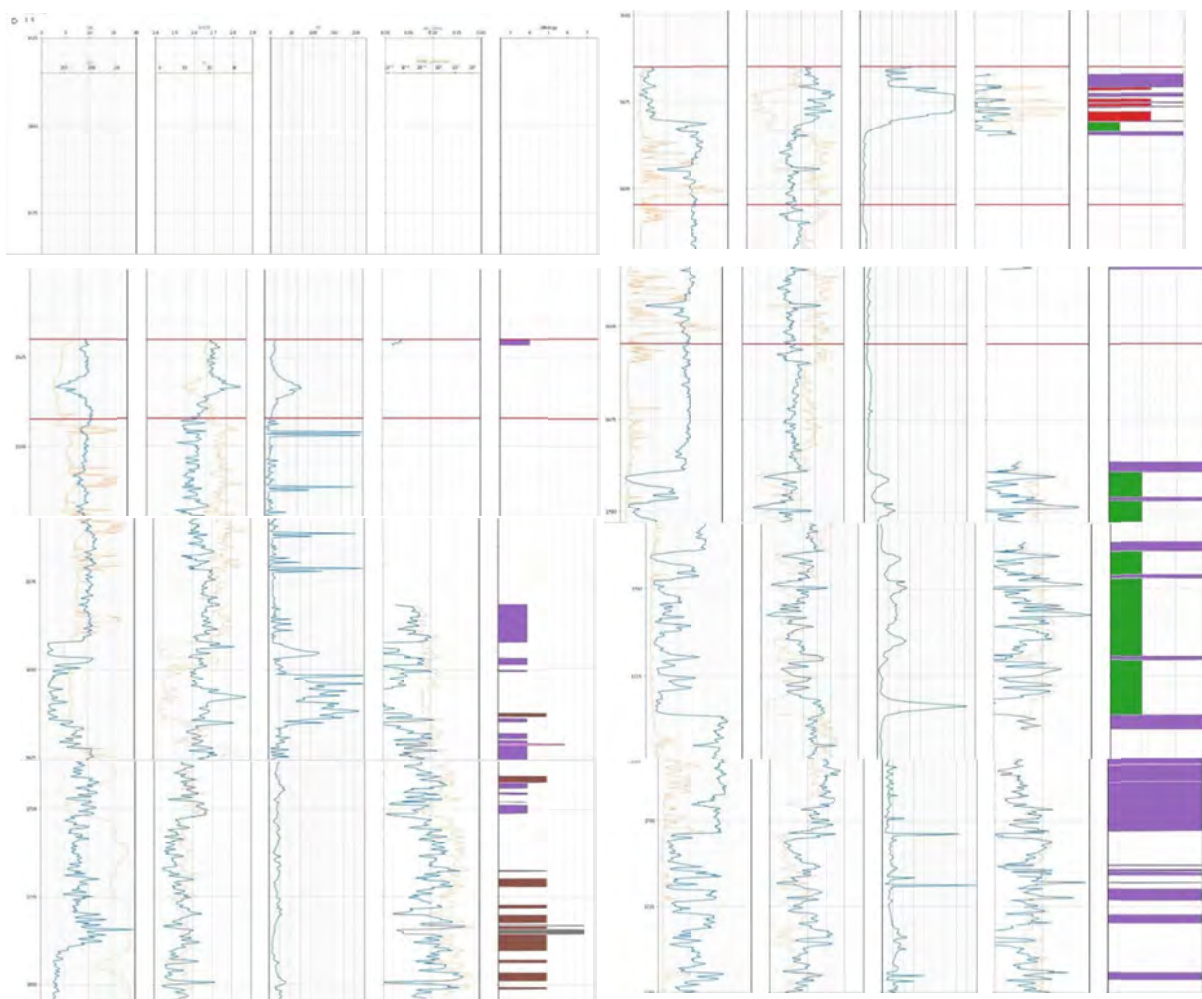


Рисунок 5. Оформление планшета по исходным данным петрофизических исследований керна

Библиографический список

1. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.
2. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Азбаева Г. Ю., учитель физики, Гимназия № 5.

TABLET DESIGN BASED ON THE INITIAL DATA OF PETROPHYSICAL CORE STUDIES

Authors: Maikov D. V., Mozolenko A. K., Tokareva M. S., students, artemka.mozolenko@gmail.com tokarevam486@gmail.com

Supervisor: Azbaeva G. Yu., physics teacher, Gymnasium № 5.

Nikita Yasenkov, graduate of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Heriot-Watt University in Edinburgh.

Abstract: Nowadays, lithology forecasting is carried out by complex methods that may not always be accessible and understandable for novice young specialists in the oil and gas industry. There are standard petrophysical core studies, but there are no innovative methods in the public domain that allow predicting the lithology of the studied wells according to GIS data. The relevance of our solution to the problem lies in the fact that we propose to switch from the traditional approach in the study of rock samples to a digital one. This will improve the accuracy of measurements and significantly reduce the time for analysis.

Keywords: geology, petrophysical core studies, GIS, logging, permeability, porosity.

УДК 55

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПЕРЕВОДА КОЛИЧЕСТВ УГЛЕВОДОРОДОВ МЕЖДУ ОСНОВНЫМИ КЛАССИФИКАЦИЯМИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

Гусаченко И. Ю., Доронин Д. В., Кузнецов Д. В., учащиеся
Гимназия № 5, г. Мегион

Аннотация. Углеводороды занимают ведущее место в мировом топливно-энергетическом балансе. В связи с быстрым развитием в мире химической и нефтехимической промышленности потребность в нефти и газе увеличивается как источника ценного сырья для производства. На сегодняшний день нефтяные компании (российские и международные) используют разные системы классификации запасов и ресурсов, поэтому не могут передавать единую информацию о запасах месторождений. Целью исследования является разработка программы для перевода количеств углеводородов между основными классификациями запасов и ресурсов. Считаем, что данный продукт является одним из альтернативных способов для автоматизированного перевода классификаций. Возможно, этот инструмент заинтересует независимых специалистов по обработке данных для технологического развития компаний.

Ключевые слова: геология, углеводороды, условные и перспективные ресурсы, основные классификации запасов и ресурсов горючих

ископаемых, Рамочная классификация ООН, среда программирования Visual Studio.

Запасы – оцениваемые объемы углеводородов в открытых (разбуренных) залежах, которые по ожиданиям будут извлечены и иметь промышленное значение при реализации проектов по разработке таких залежей с известной отправной точкой (датой начала реализации) и в заданных технико-экономических условиях. Условные ресурсы – количества жидких, газообразных и твердых углеводородов, потенциально извлекаемые, согласно оценке на определенную дату, из известных залежей, но добыча которых на дату подсчета не может вестись в промышленных масштабах в силу одного или нескольких ограничений. Перспективные ресурсы – количества жидких, газообразных и твердых углеводородов, потенциально извлекаемые, согласно оценке на определенную дату, из неоткрытых залежей в ходе реализации будущих проектов разработки.

Классификация запасов и ресурсов углеводородов: российская (является основной для обоснования вычислений по отношению к государству) и международная (нужна для того, чтобы иметь право взаимодействия с зарубежными компаниями, также позволит взять кредит в банке на любые вещи, так как это привлекает экспертов со стороны и банк имеет общепринятое использование в международной классификации запасов углеводородов). Основными классификациями запасов и ресурсов горючих ископаемых являются: PRMS и российская. Выделяют следующие категории запасов и ресурсов по российской классификации: разрабатываемые, разбуренные; разрабатываемые, неразбуренные, разведанные; разрабатываемые, неразбуренные, оцененные; разведанные; оцененные. Существуют типы месторождений по степени промышленного освоения: разведанные (считаются подготовленными для разработки, если балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата утверждены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Российской Федерации) и разрабатываемые (выполнение поисково-разведочных работ, бурение скважин, строительство сооружений добычи, сбора и транспортировки нефти и газа потребителям) [1].

Рамочная классификация Организации Объединенных наций (РКООН) – это международная схема классификации, управления и отчетности по энергетическим, минеральным и сырьевым ресурсам. Группа экспертов по управлению ресурсами (EGRM) Европейской экономической комиссии Организации Объединенных Наций (ЕЭК ООН) отвечает за содействие развитию и дальнейшее развитие РКООН. Три критерия РКООН: техническая (насколько человек с существующими способами в состоянии разработать объект); социально-экономическая (стоимость); экологическая (ухудшение окружающей среды, добывая нефть) [2].



Рисунок 1. Основные классификации запасов и ресурсов горючих ископаемых

Единицами измерения количеств углеводородов, используемым в мире являются: нефть – баррель ≈ 159 литров; газ – кубический фут $\approx 0,3$ м³. В практической части, используя подсчетные параметры залежи X месторождения N по категориям российской классификации и формулу подсчета запасов объемным методом: $Q_N = F * h * K_{п} * K_{н} * K_{пер} * \rho$, определили геологические запасы месторождения по категориям [1, 2].

Таблица 1

Подсчетные параметры залежи X месторождения N по категориям российской классификации

	B1	B2
F, тыс, м2	5750	14735
h, м	3, 05	2, 15
Kп, д. ед.	0, 16	0, 12
Kн, д. ед.	0,57	0, 57
Kпер, д. ед.	0, 9	0, 9
ρ , т/м3	0, 87	0, 87
Qн, тыс. т	1252, 34586	1696, 70549

1) Количество извлекаемых запасов в 1 скважине равно 375,71 (коэффициент извлекаемых – 0,3).

2) Количество рентабельных запасов в 1 скважине равно 1127,12 (коэффициент рентабельных – 0,9).

3) Количество извлекаемых запасов в 2 скважине равно 509,013 (коэффициент извлекаемых – 0,3).

4) Количество рентабельных запасов в 2 скважине равно 1526,41 (коэффициент рентабельных – 0,9).

Таким образом, мы можем предположить, что данное месторождение относится к категории А (в разработке). Потому что известны подсчетные параметры (либо B2-обоснованные для разработки). Подсчитали количе-

ство нефти в месторождении 1 мы получили: 7827187,5 баррель нефти, а в месторождении 2: 10604437,5 баррель нефти. Как мы отметили ранее, нефтяные компании используют разные системы классов и категорий, поэтому мы предлагаем разработку программы для перевода классификации из РФ-2013 в РКООН (и обратно). Анализируя существующие практики, таких инструментов обработки мы не обнаружили [3]. Для создания программы мы использовали язык С#, в среде программирования Visual Studio. Для работы с данными мы использовали следующие параметры.

Таблица 2

Классификация запасов и ресурсов горючих ископаемых

Категории РФ2013		«Минимальные» категории РКООН-2009			Класс РКООН-2009
ОТКРЫТЫЕ	A, B1, B2	E1	F1	G1,G2,G3	Коммерческие проекты
	A*, B1* B2* C1, C2	E2	F2	G1, G2, G3	Потенциально коммерческие проекты
	C1, C2	E3	F2	G1, G2, G3	Некоммерческие проекты
	A**, B1**, B2**, C1**, C2** (Неизвлекаемые)	E3	F4	G1, G2, G3	Дополнительные количества в пласте
НЕОТКРЫТЫЕ	D0, Дл, D1, D2	E3	F3	G4	Поисково-разведочные проекты
	D0**, Дл**, D1**, D2** (Неизвлекаемые)	E3	F4	G4	Дополнительные количества в пласте

Программа выполняет следующие функции:

- 1) Ввод исходных данных одной классификации.
- 2) Перевод категорий между основными классификациями запасов.
- 3) Вывод данных другой классификации.

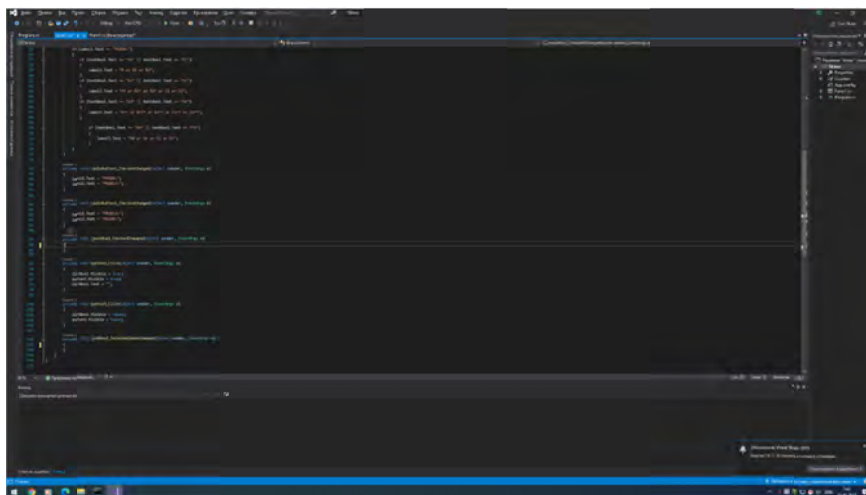


Рисунок 2. Разработка программы для перевода количеств углеводородов между основными классификациями запасов и ресурсов

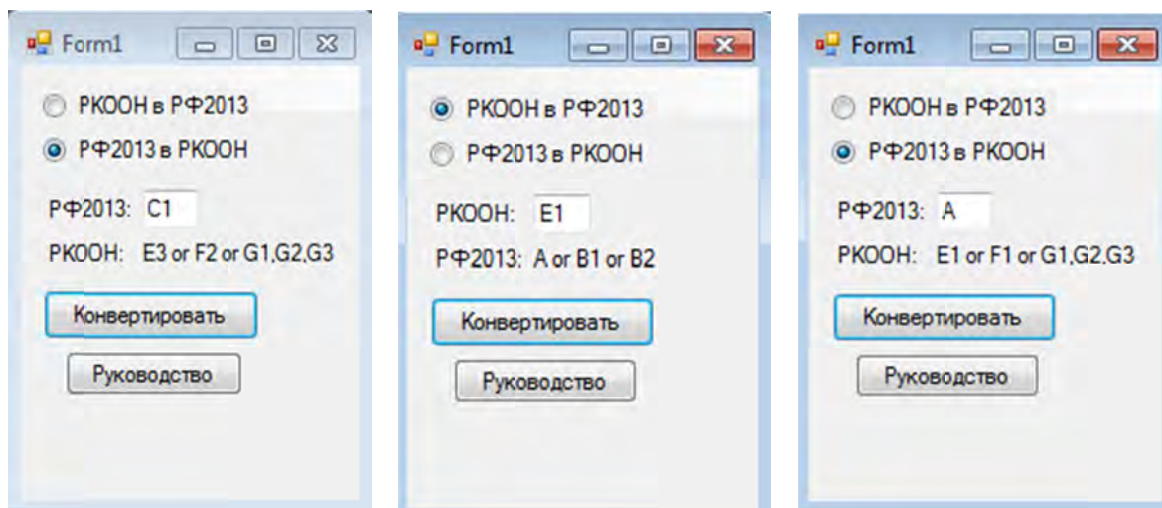


Рисунок 3. Программа для перевода количеств углеводородов между основными классификациями запасов и ресурсов

Руководство пользователя по работе с программой:

- 1) Выбрать из какой в какую систему хотите перевести (при неправильном указании системы результат обновляться не будет).
- 2) Нажать «Конвертировать».
- 3) Введённые значения перейдут в другую систему.

Примечания: переход осуществляется из категорий РФ2013 в РКООН и обратно.

Данная тема актуальна и имеет широкое применение на практике. Считаем, что разработанная нами программа является одним из альтернативных способов для автоматизированного перевода классификаций. Выполняя практическую часть, использовали математический метод для обработки данных. Возможно, этот инструмент заинтересует независимых специалистов по обработке данных для технологического развития компаний.

Библиографический список

1. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.
2. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитонова, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Азбаева Г. Ю., учитель физики, Гимназия № 5, г. Мегион.

DEVELOPMENT OF A PROGRAM FOR TRANSFERRING QUANTITIES OF HYDROCARBONS BETWEEN THE MAIN CLASSIFICATIONS OF RESERVES AND RESOURCES

Authors: Gusachenko I. Yu., Doronin D. V., Kuznetsov D. V., students', trashgawrn@gmail.com doronind98@gmail.com.

Supervisor: G. Y. Azbaeva, physics teacher, Municipal Autonomous Educational Institution No. 5 «Gymnasium».

Abstract: Hydrocarbons occupy a leading place in the global fuel and energy balance. Due to the rapid development of the chemical and petrochemical industry in the world, the need for oil and gas is increasing as a source of valuable raw materials for production. To date, oil companies (Russian and international) use different classification systems for reserves and resources, therefore they cannot transmit uniform information about the reserves of deposits. The purpose of the study is to develop a program for transferring quantities of hydrocarbons between the main classifications of reserves and resources. Performing the practical part, using a mathematical method, we analyzed and processed the data. We believe that the program we have developed is one of the alternative ways for automated translation of classifications. Perhaps this tool will be of interest to independent data processing specialists for the technological development of companies.

Keywords: geology, hydrocarbons, conditional and prospective resources, basic classifications of fossil fuel reserves and resources, United Nations Framework Classification, Visual Studio programming environment.

РОЛЬ ИТ-ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А. М. Ткачук, ученик 11 А «Роснефть- класса» МБОУ СОШ №8 – г. Радужный

Аннотация. Данная исследовательская работа посвящена теме ИТ-технологий. Предварительно хочу познакомить вас с определением, что такое компьютерные технологии. Это – способы, приёмы и методы применения средств вычислительной техники при выполнении функций хранения, сбора, обработки, использования и передачи данных; выполнение сложных вычислений; автоматизация рабочего процесса. Информационные технологии используются с помощью технических устройств, вычислительной техники, а передаваться могут через компьютерную сеть или канал связи. Информационные технологии осуществляют определённые функции работы с информацией.

Ключевые слова: ИТ-технологии, нефтяная отрасль, ИТ, месторождение.

При помощи ИТ-технологий специалисты руководят различными бизнес-процессами в компаниях, создают данные, а также совершенствуют

производство. Для этого используются такие информационные технологии, как, например, экспертные системы, системы поддержки принятий решений, базы данных и др. Благодаря информационным технологиям жизнь человека становится легче и интересней.

1) Обучение молодых специалистов

В нефтегазовой индустрии происходит естественный отток опытных сотрудников из-за старения. Возникает необходимость срочного обучения молодых специалистов. Эту проблему помогают решить в том числе и IT-технологии.

Такие технологии применяются для получения знаний (например, проведение обучающих онлайн курсов, для накопления знаний (в виде онлайн справочников, которыми могут пользоваться учащиеся и преподаватели).

Информационные технологии используются для управления и контроля всех учебных процессов, для хранения информации учащихся и для обеспечения взаимосвязи между учебными процессами.

В образовании используется различное программное обеспечение и множество технологий, такие как дистанционное обучения, проверка знаний с помощью различных работ.

2) Использование IT-технологий в нефте- и газодобыче.

Как иногда считается, добыча нефти и газа может вестись одинаково успешно обычными методами. Однако, если планируется повышение эффективности этих процессов, то без использования информационных технологий обойтись невозможно.

Основная задача IT-технологий в нефтегазовой отрасли – это снижение затрат на добычу газа и нефти. Необходимо разработать производственную схему, позволяющую контролировать и управлять всеми рабочими процессами. Структурные и параметрические методы идентификации, основанные на использовании информационных технологий, уже широко используются. Информационная система включает в себя аппаратное и программное обеспечение, разработанное для проверки состояния параметров потока.

Использование IT позволяет в большом объеме автоматизировать процессы генерации и, прежде всего, может «обучить» промышленное оборудование принимать и обрабатывать противоречивые, а иногда и неполные данные, полученные с нескольких скважин, а затем синтезировать их в единую информацию, гарантирующую более эффективную разработку нефти или газа.

3) Использование IT-технологий в нефтегазовой транспортировке.

Взяв во внимание все преимущества IT, можно сказать, что в последнее время их использование при транспортировке газа и нефти достигло высокого уровня безопасности. Это стало возможным благодаря комплексному и полностью автоматизированному расчёту статической,

циклической, вибрационной сил и сейсмостойкости на компьютере. Внедрение информационных технологий в транспортировку газа и нефти позволяет точно и оперативно моделировать трубопровод и разрабатывать меры, направленные на оптимизацию работы всей трубопроводной системы с учетом данных, полученных при анализе на ПК. Использование информационных технологий позволяет отказаться от тех упрощений, которые были вынуждены делать специалисты, не имея на руках данных о поведении нефти или газопровода в одной из аварийных ситуаций.

С помощью компьютерной системы гораздо проще и быстрее объединить данные результатов проведенных тестов в информационный документ. Использование особенного программного обеспечения позволяет быстро составить отчет или получить статистические данные, необходимые для корректировки монтажа трубопровода, чтобы он проходил через участки, не отмеченные аномальными природными происшествиями.

4) Использование IT-технологий в нефтегазовой переработке.

Эффективная добыча нефти и газа практически невозможна без использования контрольно-регистрирующих устройств, компьютерной и вычислительно-измерительной техники, устройств с функцией саморегулирования. Информационные и компьютерные технологии используются в этой области давно. Однако внедрение современных информационных технологий в систему управления началось только в последние годы.

Благодаря использованию информационных технологий значительно повысилась эффективность работы операционных компаний. Изучение и мониторинг процессов, связанных с переработкой сырой нефти и природного газа, позволяет разрабатывать более эффективные методы обработки сырья в новых компаниях по переработке нефти и газа, и нефтехимии. Использование IT в нефтегазопереработке сводится к автоматизации учета и контроля. Она успешно сочетается с телемеханикой и автоматизированными системами управления, разработанными для решения задач компаний нефтегазовой отрасли в целом.

Можно сделать вывод о том, что IT-технологии на сегодняшний день являются одними из самых полезных помощников для работников нефтегазовой промышленности. Компьютерные технологии помогают систематизировать и анализировать нужную информацию, контролировать и автоматизировать процесс добычи и переработки газа и нефти. Надеюсь, что в будущем эти технологии также будут неотъемлемой частью не только нефтегазовой отрасли, но и других сфер жизни человека.

Библиографический список

1. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.] – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

2. Saveliev Ya. V. Automation of industrial processes and everyday life / Ya.V. Saveliev, N. N. Savelieva. – Direct text // Conference Series: Materials Science and Engineering. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals. 2019. – P. 012-068.

Научный руководитель: Теплинская Т. О., СОШ № 8 г. Радужный.

THE ROLE OF IT TECHNOLOGIES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Author: Tkachuck A. M, schoolchild, vip.tkachuck@mail.ru

Annotation. This research paper is devoted to the topic of IT technologies. Previously, I want to introduce you to the definition of what computer technology is. These are methods, techniques and methods of using computer technology in performing the functions of storing, collecting, processing, using and transmitting data; performing complex calculations; automating the workflow. Information technologies are used with the help of technical devices, computer technology, and can be transmitted through a computer network or communication channel. Information technologies perform certain functions of working with information.

Key words: IT-technologies, oil industry, IT, oil field.

УДК 37.01

ОБРАЗОВАНИЕ НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕЙ ЖИЗНИ КАК ТРЕНД СОВРЕМЕННОСТИ

Савельева Н. Н, доцент кафедры Нефтегазовое дело
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В эпоху четвертой промышленной революции специалист должен учиться на протяжении всей трудовой карьеры. Как сложилась система непрерывного образования в мире рассказывает эта статья.

Ключевые слова: непрерывное образование, четвертая промышленная революция.

Переход к четвертой промышленной революции и увеличение кластера высокотехнологичных отраслей промышленности на территории России способствовало быстрой смене технологий и появления потребностей в высококвалифицированном персонале для обслуживания данных производств. Причем необходимо отметить, что для обеспечения потребностей инновационной экономики любой специалист должен учиться на протяжении всей своей трудовой карьеры.

Этот подход нашел отражение в концепции непрерывного образования, получившей распространение во всем мире в конце 60-х годов прошлого столетия в результате ускорения промышленного развития и обновления промышленных технологий. Одним из индикаторов развития человеческого капитала является степень вовлеченности взрослого населения страны в непрерывное образование. В нашей стране это вовлеченность ниже в 2 раза, чем в европейских странах.

Обновление технологий и рост производительности труда – не единственная проблема, которую решает непрерывное образование. Оно помогает выбраться из ловушки низкоквалифицированного труда и отсутствия карьерного роста. Роль непрерывного образования возрастает и в условиях трансформаций рынка труда, когда исчезают привычные отрасли и профессии и остро встает задача переподготовки больших групп населения с ориентацией на быстро растущие сегменты экономики, использующие новые технологии. Прогнозируемое сокращение трудовых ресурсов, вызванное общей тенденцией старения населения, также требует реализации мер по вовлечению в программы развития и обновления профессиональных компетенций лиц предпенсионного возраста.

Вузы и профессиональные образовательные организации все еще играют недостаточную роль в воспитании предпринимательской инициативы и консультировании молодых предпринимателей на начальных этапах развития бизнеса. Важной частью системы непрерывного образования в развитых странах является самообразование и взаимное обучение, которые позволяют гражданам ощущать уверенность в собственных силах и свободу выбора в получении необходимых знаний для решения как ежедневных, текущих, так и профессиональных задач. Вместе с тем у современного российского населения почти отсутствует навык самостоятельного приобретения квалификаций путем целенаправленного самообразования. В результате даже доступность, например, широкого спектра образовательных онлайн-ресурсов не приводит к появлению у населения компетенций, необходимых для положительных профессиональных и карьерных изменений.

Как самостоятельная концепция, непрерывное образование было представлено на форуме ЮНЕСКО в 1965 г. теоретиком гуманитарного образования П. Ленграндом. С бурным развитием научно-технического прогресса именно обучению взрослых предстояло решать задачу постоянной настройки квалификаций персонала под технологическое обновление и строительство нового производства. Предполагалось, что население, обученное использованию нового оборудования и технологий, должно в целом добиваться более высокой производительности труда и, соответственно, роста валового внутреннего продукта на душу населения. При этом лишь к началу 90-х годов была осознана необходимость интеграции различного рода программ и видов образовательных мероприятий в состав единой концепции обучения взрослых на протяжении всей жизни – Life

Long Learning. В докладе ЮНЕСКО по вопросам образования и обучения в 1996 г. отмечается переход от использования термина «образование на протяжении всей жизни» (lifelong education) к термину «обучение на протяжении всей жизни» (lifelong learning), который и используется в настоящее время более широко. Это изменение означало сдвиг от доминирования традиционных образовательных заведений, где человека обучают по стандартным программам, к сфере новых возможностей для самостоятельной учебной деятельности, ориентированной на процесс освоения конкретных навыков. В настоящее время выделяют три представления о непрерывном образовании:

1. Непрерывное образование как учение на протяжении всей жизни.
2. Непрерывное образование как образование взрослых.
3. Непрерывное образование как непрерывное профессиональное обучение. Определение непрерывного образования на протяжении всей жизни (Lifelong learning, LLL) зафиксировано Европейской статистической службой на основе документов «Европейской стратегии занятости» (Люксембург, 1997 г.) и сообщения Еврокомиссии «Внедрение непрерывного образования на европейском пространстве в реальность» в 2001 г. В соответствии с этими документами под обучением на протяжении всей жизни понимаются «все учебные действия, реализуемые на протяжении всей жизни человека, с целью улучшения его знаний, навыков и компетенций в рамках личной, гражданской, социальной и / или трудовой занятости». Непрерывное обучение в данном случае касается всего населения, независимо от возраста и статуса на рынке труда. Оно включает в себя все виды образовательной деятельности, начиная от дошкольного образования и заканчивая досугом для пенсионеров.

Действующий подход к непрерывному образованию, таким образом, основан на самом процессе обучения и не ограничивается достигаемыми уровнями образования, как это делается в рамках подхода Международной системы классификации образования ISCED (International Standard Classification of Education). Поскольку образовательный маршрут от дошкольного, общего среднего к профессиональному и высшему образованию в установленные возрастные периоды человека считается стандартным, то ключевым элементом непрерывного образования становится образование взрослых, к которым относят население в возрасте от 18 до 70 лет и старше. В англоязычной литературе непрерывное образование часто определяют, как Adult Learning and Education – ALE, подразумевая под ним различные формы образования (связанные и не связанные с работой), а также освоение основных уровней образования, которые не были получены взрослыми гражданами в рамках традиционных образовательных траекторий. Особое внимание при этом уделяется пожилым и молодым людям, находящимся в неблагоприятном положении (например, инвалидам или потерявшим работу).

Кельнской хартией, принятой на саммите Большой восьмерки в 1999 г., были определены основные «Цели и стремления непрерывного образования». В «Меморандуме непрерывного образования», принятом решением Лиссабонского саммита Европейского Совета в 2000 г., были зафиксированы шесть принципов непрерывного образования, ставшие основой для формулирования национальной образовательной политики. Они включают: увеличение инвестиций в человеческий капитал за счет сложения ресурсов государства, работодателей и самих граждан; систему оценки знаний, умений и навыков, позволяющую учесть неформальное обучение в составе основных уровней образования; новые базовые знания для всех (компьютерную грамотность, иностранные языки, технологическую культуру, предпринимательство и социальные навыки); инновационные методики преподавания и обучения (развитие наставничества, консультирования для построения интегрированных маршрутов образования и трудовой деятельности); приближение образования к потребителю с помощью сети учебно-консультационных центров и информационных технологий.

Участие государства в эффективной организации и в финансировании процессов постоянного обновления профессиональных компетенций населения постепенно было признано ключевым императивом экономической и образовательной политики. В связи с этим стало появляться множество программ, направленных на передачу, например, актуальных ИТ-технологий и соответствующих навыков широким слоям населения. Для оценки результативности реализации крупных международных и национальных программ в сфере непрерывного образования получили развитие методики исследования состояния навыков взрослых и их взаимосвязи с социально-экономическими факторами. Согласно исследованию BeLL (Benefits of Lifelong Learning), участие в неформальном образовании дает взрослым ощущение большей удовлетворенности от жизни. Респондентами отмечались изменения уровня терпимости, понимания и уважения, а также положительное воздействие на формирование ценностей.

В 2005 г. создается европейский Центр исследований непрерывного образования (CRELL), ориентированный на систематизацию проблем и изучение образования взрослого населения, а в 2006 г. Институт образования ЮНЕСКО, уже специализировавшийся на проблемах обучения взрослых, становится Институтом обучения на протяжении всей жизни (UIL). Постепенно участие населения в непрерывном образовании стало рассматриваться не только в качестве образовательной парадигмы, но и как один из показателей уровня экономического развития страны. В итоговой декларации VI международной конференции ЮНЕСКО по вопросам образования взрослых (2009 г.) было отмечено, что увеличение средней продолжительности образования взрослого населения всего лишь на один год в долгосрочной перспективе обуславливает увеличение экономического роста на 3,7%, а доходов на душу населения – на 6%. Согласно этой концеп-

ции, получение знаний в течение всей жизни способствует, среди прочего, трудовой адаптации, личной самореализации взрослого населения страны, повышает качество человеческого капитала экономики и социально-политическую устойчивость. В 2016 г. Европейская комиссия приняла новую Программу навыков для Европы – New Skills Agenda for Europe. Ее миссия – повысить качество навыков и их значимость для рынка рабочей силы. Новая Программа навыков сосредоточена вокруг трех основных целей. 1. Повышение качества навыков взрослого населения и обеспечение их более полного соответствия запросам не только рынка труда, но и общественному и личностному развитию. 2. Развитие системы оценки, признания и сопоставимости навыков и квалификации, в том числе приобретенных за пределами официальных учебных заведений. 3. Выявление новых востребованных навыков, создание инструментов для обоснованного выбора профессий. Обучение на протяжении всей жизни и образование для взрослых впервые были включены в качестве целей в «Программу устойчивого развития до 2030 года» («Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development»). А Европейская ассоциация образования взрослых объявила 2017 год «Годом образования взрослых» в Европе под лозунгом «Сила и удовольствие обучения».

Библиографический список

1. Greenwald B. C. Industrial Policies, the creation of a learning society, and economic development / B. C. Greenwald, J. E. Stiglitz. – International Economic Association World Bank Industrial Policy Roundtable in Washington, DC. – 2012. – 40 p. – Direct text.

2. Савельева Н. Н. Непрерывное образование как необходимость в эпоху четвертой промышленной революции / Н. Н. Савельева, Я. В. Савельев. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века. материалы XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков, посвященной 40-летнему юбилею Нижневартковского филиала ТИУ. Тюмень, 2021. – С. 103-107.

3. Савельева Н. Н. Непрерывное образование нефтяников как повышение качества образования / Н. Н. Савельева. – Текст непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске. – Тюмень, 2021. – С. 414-415.

4. Савельева Н. Н. Подготовка будущих бакалавров нефтяников к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях: монография / Н. Н. Савельева. – Тюмень, 2017. – 122 с. – Текст : непосредственный.

5. Инновационные технологии в образовательном процессе / П. М. Косьянов, Н. А. Аксенова, А. Е. Анашкина [и др.] : монография; в 2 томах. – Тюмень, 2019. Том 2. – 144 с. – Текст: непосредственный.

6. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

LIFELONG EDUCATION AS A NECESSITY IN THE EPOCH OF THE FOURTH INDUSTRIAL REVOLUTION

Author: Savelyeva N. N., PhD, professor of Industrial University of Tyumen.

Abstract: В эпоху четвертой промышленной революции специалист должен учиться на протяжении всей трудовой карьеры. Как сложилась система непрерывного образования в мире рассказывает эта статья.

Resume: In the era of the fourth industrial revolution, a specialist must study throughout his or her working career. How the system of lifelong education developed in the world is described in this article.

Key words: continuing education, the fourth industrial revolution.

**СЕКЦИЯ 2.
ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

615.2(571.1)

**МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ГЛУБОКИХ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА**

Абдрашитова Р. Н. – доцент, Ковяткина Л. А. – старший преподаватель,
Семенова Т. В. – доцент кафедры ГНГ.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Рассмотрен комплекс факторов, влияющих на минерализацию подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов Талинского и Ем-Еговского месторождений Западной Сибири. Объектом исследования являлись подземные воды юрского гидрогеологического комплекса, характеризующиеся хлоридным натриевым составом и средней минерализацией порядка 8,6 г/дм³. Показано, что на современную гидрогеохимическую картину юрских отложений оказали влияние палеогеографические условия, состав отложений областей сноса пород (Уральское обрамление), направленность и активность реакций в системе «вода-порода», тектонический и геотемпературный фактор, наличие залежей нефти. В статье представлено видение авторов относительно влияния геотемпературного и тектонического фактора на гидрогеологическое поле юрского комплекса.

Ключевые слова: минерализация подземных вод, юрский гидрогеологический комплекс, Западно-Сибирский мегабассейн, фундамент, температура недр.

Минерализация подземных вод – комплексный показатель состава подземных вод. Сведения о пространственном изменении количества и состава макрокомпонентов и микрокомпонентов по площади и разрезе дают представление о характере и направленности изменений гидрогеологического поля в настоящем моменте. Из-за отражения в составе вод происходящих в глубоких недрах процессов и относительной простоты отбора проб воды (по сравнению с отбором керна) информация о ионно-солевом составе вод может быть использована как критерий нефтегазоносности, либо как критерий безопасности разработки месторождений залежей углеводородов.

В процессе выполненных исследований нами были проанализированы гидрогеохимические условия Талинского и Ем-Еговского нефтяных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождения расположены в западной части Ханты-Мансийского автономного

округа. В ходе исследования были проанализированы данные химического состава подземных вод юрского гидрогеологического комплекса. Юрский гидрогеологический комплекс представляет интерес в том, плане, что именно к нему в пределах указанных месторождений приурочены залежи углеводородов. Также данный комплекс залегает непосредственно на породах фундамента, что, в свою очередь сказывается на условиях стабильности и стационарности гидрогеологического поля, основной частью которой является гидрогеохимическая составляющая.

В пределах исследуемых месторождений после отбраковки был выполнен анализ результатов 48 проб. Статистические характеристики показателей состава подземных вод месторождений приведены в таблице 1.

Таблица 1

Статистические характеристики показателей состава юрского гидрогеологического комплекса

Показатель	Среднее значение
Минерализация	8641
Сумма натрия и калия	3013
Ионы кальция	151
Ионы магния	12
Сульфат-ионы	114
Хлорид-ионы	2056
Гидрокарбонат-ионы	745
Йод	5
Бром	27
Бор	12
Карбонат-ионы	161

Формула ионного-солевого состава выглядит следующим образом:

$$M_{8,6} \frac{Cl86HCO_312 SO_42}{(Na + K)95Ca4Mg1} pH7,6 \quad (1)$$

Воды относятся к хлоридным натриевым по ионно-солевому составу, солоноватым по классификации В. И. Вернадского, слабощелочным. На этапе формирования осадков юры большая часть Западной Сибири характеризовалась континентальными условиями, что также наложило отпечаток на наблюдаемые современные значения минерализации.

В ходе исследования также были использованы данные о величине температур фундамента в пределах исследуемых месторождений. Температура фундамента здесь меняется от 95 до 140 С⁰, что позволило отнести район в региональном плане к территориям с жесткими геотермическими условиями (по данным А. Р. Курчикова и Б. П. Ставицкого [4]). Как извест-

но повышенные температуры недр напрямую влияют на скорости химических реакций. Например, по данным В. М. Матусевича геотемпературный фактор наряду с тектоническим вносят значимые коррективы в формирование геохимического облика подземных вод. Величины геотемператур определяют активность реакции и фазовое равновесие в системе «вода – порода», что приводит к растворению одних минералов, и формированию новых. Как растворение, так и насыщение воды микроэлементами способствует формированию неоднородности поля минерализации.

Повышенные температуры в пределах Талинского и Ем-Еговского месторождений, как и всей Приуральской области Западной Сибири связаны с активностью глубинных разломов и временем консолидации мегаблоков фундамента. Геотемпературное поле района также является неоднородным, как и поле минерализации. В пределах Талинского месторождения температуры фундамента достигают 120°C , в северо-восточной части Ем-Еговского – 140°C .

Нами была выполнена корреляция структуры геотемпературного поля и положения разломов фундамента. В результате было выявлено, что части разломов действительно отвечает повышенные температуры фундамента. Вероятно, разломы в пределах изучаемой территории следует делить на «активные», и «пассивные». «Активные» – те, которые на современном этапе тектонического развития являются каналами флюидо- и массопереноса. Также в пределах Талинского месторождения к такому участку приурочены пониженные пластовые давления и пониженные значения минерализации (около 4 г/л, при региональном фоне 12 г/л, пластовое давление порядка 25 Мпа при среднем по месторождению – 27 МПа).



Рисунок 1. Гравитационное поле в районе исследований [1]:
отрицательные аномалии гравитационного поля показаны темным цветом,
1 – район исследований

Вероятно, наличие большой концентрации разрывных нарушений фундамента, участки ниже гидростатических давлений, повышенные геотемпературы связаны с наличием в районе работ гравитационного минимума (рис. 1), являющегося следствием растяжения земной коры.

Комплекс факторов, влияющих на минерализация подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна, рассмотренное на примере Талинского и Ем-Еговского месторождений включает: палеогеографические условия формирования подземных вод, состав пород юрского возраста, содержащих подземные воды, состав отложений областей сноса пород (Уральское обрамление), направленность и активность реакций в системе «вода-порода», тектонический и геотемпературный фактор, наличие залежей нефти. Каждый из перечисленных факторов оказал влияние на современную контрастную картину поля минерализации подземных вод. Количественный и качественный учет этих факторов [2, 3, 6] – одна из прикладных задач современной нефтегазовой гидрогеологии, тесно связанный с прогнозом нефтегазоносности.

Библиографический список

1. Бембель Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344с. – Текст : непосредственный.
2. Всеволожский В. А. Влияние глубинных газопаровых флюидов на формирование состава пластовых вод нефтегазовых месторождений / В. А. Всеволожский, Т. А. Киреева. – Текст : непосредственный. // Вестник Москов. Университета. Серия 4. Геология, 2010. – №3. – С. 57-62.
3. Карцев А. А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. М. Матусевич. – Москва: Недра, 1986. – 244 с. – Текст : непосредственный.
4. Курчиков А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Москва: Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
5. Матусевич В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна / В. М. Матусевич. – Москва: Недра, 1976. – 158 с. – Текст : непосредственный.
6. Матусевич В. М. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии (на примере Западно-Сибирского мегабассейна) / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашиова. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 3. – С. 1157-1160.

MINERALIZATION OF GROUNDWATER IN DEEP OIL AND GAS BEARING HORIZONS OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN

Authors: Abdrashitova R. N. – PhD, Associate Professor of the Department of GNG, Kovyatkina L. A. – Senior Lecturer of the Department of GNG, Semenova T. V. – PhD, Associate Professor of the Department of GNG, Industrial University of Tyumen.

Annotation: A set of factors affecting the mineralization of groundwater in deep oil and gas horizons of the Talinsky and Em-Egovskoye fields in Western Siberia is considered. The object of the study was the underground waters of the Jurassic hydrogeological complex. Underground waters are characterized by sodium chloride composition and average mineralization of about 8.6 g/dm³. It is shown that the modern hydrogeochemical picture of the Jurassic deposits was influenced by paleogeographic conditions, the composition of deposits in the areas of rock removal (Ural framing), the direction and activity of reactions in the "water-rock" system, the tectonic and geotemperature factor, and the presence of oil deposits. The article presents the authors' vision regarding the influence of geotemperature and tectonic factors on the hydrogeological field of the Jurassic complex.

Keywords: groundwater mineralization, Jurassic hydrogeological complex, West Siberian megabasin, foundation, geotemperature.

УДК-622.276.344

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТОНКОСЛОИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Э. Р. Агишев, главный специалист
СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Вьетнам

Аннотация. Описано исследование по подбору оптимальной системы разработки для выработки запасов нефти, приуроченных к анизотропным, тонкослоистым, глинизированным коллекторам. Для каждого рассмотренного варианта на гидродинамической модели рассчитан прогноз профиля добычи и дана его экономическая оценка. Реализация обоснованных решений позволит увеличить КИН и NPV проекта.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта, тонкослоистый коллектор, трудноизвлекаемые запасы; глинизированный коллектор, оптимизация разработки.

Рассматриваемый пласт группы месторождений западносибирской нефтегазоносной провинции обладает низкой проницаемостью,

высокой глинистостью, расчлененностью и изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств. Ранее были обоснованы отказ от применения петрофизической модели на основе метода потенциала собственной поляризации, не позволявшей выделить продуктивные интервалы исследуемого пласта в полном объеме, и применимость модели на основе радиоактивных методов каротажа. Пересмотр данных геофизических исследований скважин позволил увеличить начальные геологические запасы объекта более чем на 50% и обосновать льготу на добычу трудноизвлекаемых запасов [1], возросла и рентабельность разработки рассматриваемого пласта.

На месторождении-аналоге для разработки пласта, сложенного анизотропными, тонкослоистыми, глинизированными коллекторами, успешно применяются горизонтальные скважины, расположенные поперек преимущественному направлению развития трещин, с применением технологии многостадийного гидроразрыва пласта (ГС+МГРП) [2]. В тоже время в работах [3] предложен способ оптимизации размещения добывающих и нагнетательных скважин с ориентацией рядов скважин вдоль направления преимущественного развития трещин. В данной работе рассмотрено оба варианта ориентации для определения оптимальной непосредственно для рассматриваемого пласта. Обобщение исследований показывает, что преимущественный азимут распространения трещин ГРП составляет 332° [4].

Расчеты с использованием гидродинамических моделей позволяют провести оценку показателей разработки различных систем скважин для последующей оценки экономического эффекта от ввода запасов в разработку. В качестве оценки проекта использовались соотношения коэффициента извлечения нефти (КИН) и чистого дисконтированного дохода (NPV), эти параметры позволяют оценить и техническую результативность разработки, и ее экономическую эффективность. Сравнение экономического эффекта произведено относительно утвержденного проектно-технической документацией варианта – обращенной семиточечной системы с плотностью сетки скважин 25 га/скв. Длина горизонтального участка принималась равной 800 м, расстояние между муфтами ГРП – 100 м, расстояние до скважин ППД – 500 м, расстояние между рядами горизонтальных скважин – 300 м.

Всего было проанализировано 8 вариантов размещения скважин:

1. Обращенная семиточечная система наклонно-направленных скважин (НС) с ГРП (7т) (рисунок 1 а);
2. Рядная система ГС+МГРП, направленная поперек преимущественному направлению развития трещин ГРП, с использованием ГС для организации системы поддержания пластового давления (ППД) (ГС+ГС_п) (рисунок 1 б) и на истощение (ГС_п) (рисунок 1 в);

3. Рядная система ГС+МГРП, направленная поперек преимущественному направлению развития трещин ГРП, с использованием ННС для ППД (ГС+ННС_п) (рисунок 1 г);

4. Рядная система ГС+МГРП, направленная вдоль преимущественного направления развития трещин ГРП, с использованием ГС для ППД (ГС+ГС_в) и на истощение (ГС_в) (рисунок 1 д);

5. Рядная система ГС+МГРП, направленная вдоль преимущественного направления развития трещин ГРП, с использованием ННС (1:1) для ППД (ГС+ННС_в) (рисунок 1 е);

6. Рядная система ГС+МГРП, направленная вдоль преимущественного направления развития трещин ГРП, с использованием ННС (2:1) для ППД (ГС+2ННС_в) (рисунок 1 ж).

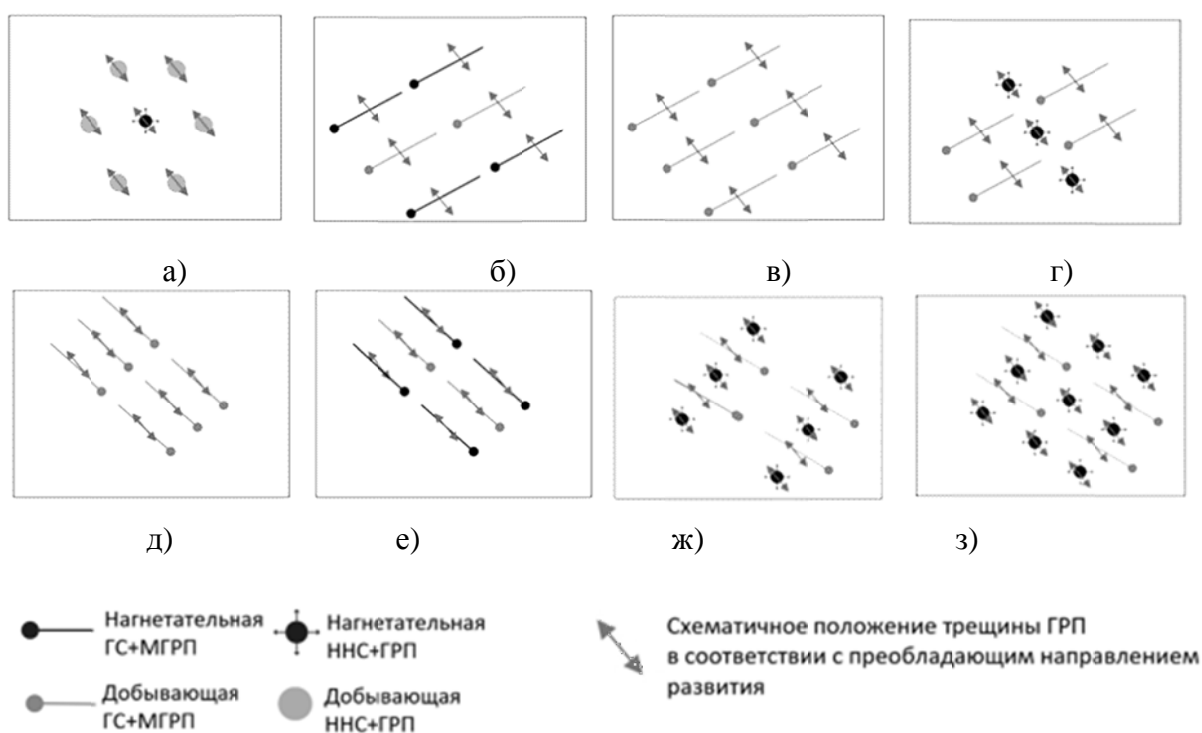


Рисунок 1. Рассматриваемые системы разработки

Базовый вариант показывает наименьший результат по КИН (рисунок 2). Но в то же время за счет низкой стоимости наклонно-направленного бурения и высокой накопленной добычи нефти (НДН), проект остается экономически эффективнее систем на основе ГС+МГРП без организации системы ППД.

Использование ГС+МГРП даже в режиме работы на истощение позволяет увеличить КИН. При этом варианты, с использованием ГС+МГРП в нагнетании показывают лучший результат по КИН, но при этом значительно возрастают капитальные затраты на бурения скважин и, как след-

стве, уменьшается NPV проекта. Расположение ГС+МГРП поперек преимущественного направления развития трещин приводит к увеличению стартовых дебитов за счет более обширной площади дренирования. При отсутствии системы ППД это позволяет добиться прироста НДН за счет уменьшения темпа падения дебита нефти. Ориентация ГС+МГРП параллельно преимущественному направлению развития трещин позволяет одновременно отдалить время прихода фронта нагнетаемой воды (ФНВ) и уменьшить риск его прорыва через трещину авто-ГРП. Лучшее соотношение NPV/КИН обладает рядная система ГС+ННС_в, ориентированная параллельно преимущественного направления развития трещин ГРП, с использованием ННС (1:1) для ППД.

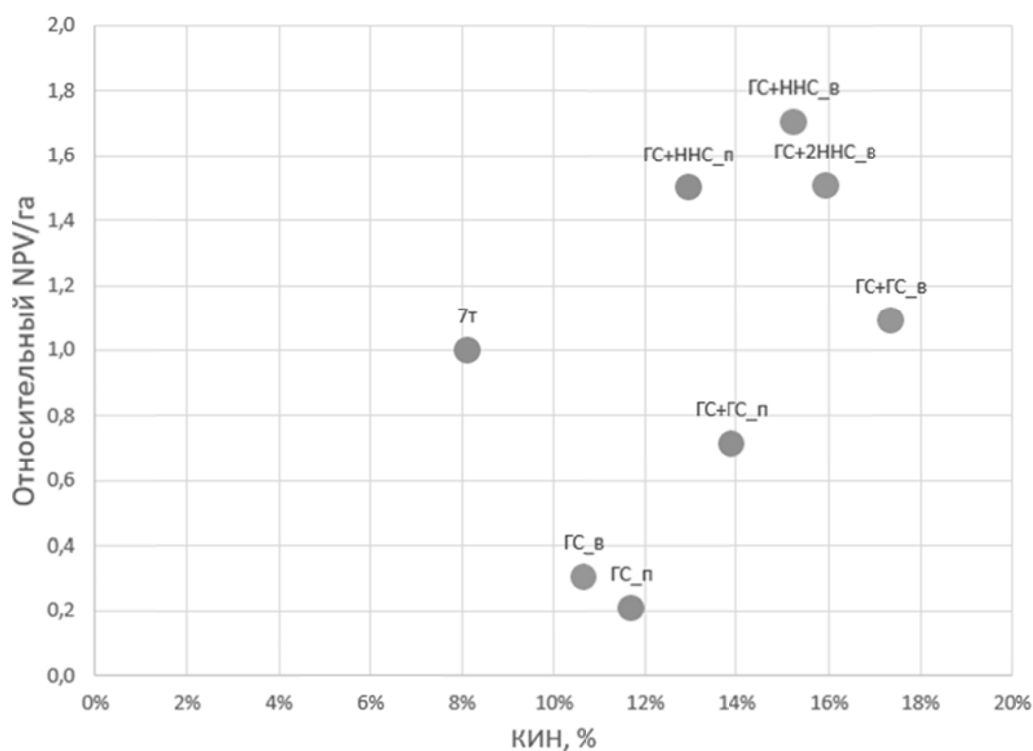


Рисунок 2. Сравнение технико-экономических показателей систем разработки

Таким образом с использованием гидродинамической модели произведен подбор наиболее оптимальной с технико-экономической точки зрения системы разработки для вовлечения в добычу запасов нефти, приуроченных анизотропным, тонкослоистым, глинизированным коллекторам. С точки зрения соотношения NPV/КИН использование рядной системы горизонтальных скважин, направленной вдоль преимущественного направления развития трещин ГРП, с использованием ННС для ППД позволит увеличить целевые параметры, примерно на 80%. В тоже время остается открытым вопрос о возможности дальнейшей оптимизации системы разра-

ботки за счет варьирования геометрии элемента разработки и параметров заканчивания скважины- длины горизонтального участка и расстояния между муфтами ГРП [5].

Библиографический список

1. Оценка потенциала прироста запасов нефти тонкослоистых коллекторов / Э. Р. Агишев, В. Е. Андреев, В. В. Мухаметшин [и др.]. – Текст: непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 7 (355). – С. 44-48.

2. Бриллиант, Л. С. Влияние геологических свойств коллектора на эффективность бурения горизонтальных скважин на объекте АВ1 1–2 Самотлорского месторождения / Л. С. Бриллиант, А. А. Клочков, А. Г. Выдурин [и др.]. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 82-84.

3. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллағалиев, Т. С. Усманов. – Текст : непосредственный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 84-98.

4. Опыт применения специальных ГИС на месторождениях ООО РН–Юганскнефтегаз для задач оптимизации ГРП / В. В. Мальцев, А. Н. Никитин, Д. М. Кардымон [и др.]. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 11. – С. 52-57.

5. Техничко–экономический анализ систем разработки, сформированных скважинами с трещинами ГРП / М. М. Хасанов, В. А. Краснов, Т. Р. Мусаби́ров, Р. К. Мухамедшин. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 2. – С. 92-96.

FEASIBILITY STUDY OF THE OPTIMAL SYSTEM FOR THE DEVELOPMENT OF THINLY BEDDED RESERVOIRS

Author: Agishev E. R., Chief Specialist JV «Vietsovpetro», Agishev@narod.ru.

Research supervisor: Andeev V. E., DEA, professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Abstract: The paper presents an example of the study on selection of optimal development system for development of oil reserves confined to anisotropic, thinly bedded, clay reservoirs are described. For each option considered, a forecast of the production profile was calculated on the hydrodynamic model and its economic assessment was given. The implementation of sound decisions will increase the oil recovery factor and NPV of the project.

Key words: horizontal well, hydraulic fracturing, thinly bedded reservoir, hard-to-recover reserves; clay reservoir, development optimization.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Александров В. М., к. г.-м. н., доцент
кафедра Геология месторождений нефти и газа,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Предлагается к реализации на западном крыле Самотлорского лицензионного участка в пластах АВ₁¹ и АВ₁² модифицированная технология «fishbone» со струйной очисткой инертными жидкостями. Эта технология позволяет вовлечь в активное дренирование запасы нефти, залегающие в низкопроницаемых гетерогенных породах-коллекторах. Для создания градиентов давления в разрабатываемых зонах следует предусмотреть аналогичные геолого-технические мероприятия на нагнетательном фонде скважин.

Ключевые слова: сложнопостроенные отложения; текстурно-неоднородные породы-коллекторы; текстурная глинистость; «рябчиковые» породы; горизонтальная скважина; кислото-струйное бурение; длинномерная труба; боковые ответвления; охват процессами дренирования; активная разработка.

На Самотлорском месторождении основные остаточные запасы нефти сконцентрированы в специфических породах-коллекторах пластов АВ₁¹ и АВ₁², имеющих местное название «рябчиковые» породы. Среди них особое место занимает литотип глинистый «рябчик», характеризующийся наличием ярко выраженной текстурной глинистости. Для отложений глинистого «рябчика» характерно изменение параметра $\alpha_{ПС}$ в диапазоне значений 0,30-0,35. Его глинистость варьирует в пределах 55-80 %. Практически это пелитовые породы с незначительной объемной долей включений алевролита и песчаника. По ГИС эти существенно глинистые отложения имеют самые низкие значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). По пластам АВ₁¹ и АВ₁² они отличаются незначительно. По пласту АВ₁¹ – $\alpha_{ПС} = 0,33$; $K_{песч} = 0,44$; $K_{по} = 22,3 \%$; $K_{пр} = 3,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,9 м. На гистограммах распределения пористости и проницаемости максимумы частоты встречаемости приходятся на значения 0,21-0,23 (73,7 %) и $2-4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (74,2 %), соответственно. По пласту АВ₁² – $\alpha_{ПС} = 0,35$; $K_{песч} = 0,42$; $K_{по} = 22,4 \%$; $K_{пр} = 4,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,0 м. На гистограммах распределения пористости и проницаемости максимумы частоты встречаемости приходятся на значения 0,22–0,24 (89,1 %) и $2-3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (49,1 %), соответственно. Эти отложения развиты в основном на территории

западной части Самотлорского лицензионного участка и представляют самый сложный геологический объект для эффективного извлечения сконцентрированных в них запасов нефти. Кроме того, сопутствующие данным породам и залегающие в непосредственной близости другие литологические типы пород-коллекторов (собственно «рябчик» и опесчаненный «рябчик») также с трудом поддаются процессам активной разработки. В связи с высокой набухаемостью глинистых частиц в данных породах очень трудно осуществить и поддерживать в надлежащем состоянии систему поддержания пластового давления. Поскольку данные отложения характеризуются очень сложным геологическим строением и низкими ФЕС, то необходимо подобрать специфическую технологию для вовлечения их в активную разработку. На наш взгляд, наиболее перспективным в этом отношении является технологическое решение, достаточно широко применяемое на одном из месторождений, расположенном на стыке Прикаспийской впадины и Предуральского передового прогиба. В Российской Федерации данная технология уже получила развитие в Оренбургской области (Оренбургское месторождение; недропользователь - ООО «Газпромнефть-Оренбург»), Астраханской области (Астраханское месторождение; оператор – ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ») и др. [1, 2, 3]. В 2011 году фирмой ООО «FJV» (LLC «FracJet-Volga») была разработана и впервые опробована на конкретном месторождении технология кислото-струйного бурения (проведение в открытом необсаженном интервале продуктивного пласта или вырезанном участке обсадной колонны целого ряда протяженных боковых ответвлений малого диаметра без привлечения бригады капитального ремонта скважин (КРС) и без извлечения спущенного подземного оборудования), что значительно увеличивало продуктивность рядовых газовых скважин. В данной технологии применяется совмещение двух стадий (этапов) кислотного воздействия для увеличения планируемой эффективности осуществляемых обработок продуктивных пород.

На длинномерной трубе спускается специальная внутрискважинная компоновка, оснащенная гидромониторной насадкой. Она последовательно состоит из коннектора ($\varnothing = 51$ мм, $L = 0,18$ м), надмониторной компоновки ($\varnothing = 43$ мм, $L = 0,65$ м), гидроотклонителя ($\varnothing = 46$ мм, $L = 0,75$ м), забойного фильтра ($\varnothing = 46$ мм, $L = 0,31$ м), инклинометра ($\varnothing = 50$ мм, $L = 0,74$ м) и собственно гидромониторной насадки ($\varnothing = 51$ мм, $L = 0,10$ м). Кислотный состав (с концентрацией (10-12 %)), проходя через нее, вступает в реакцию с обрабатываемыми отложениями, представленными карбонатными и доломитовыми разностями пород, и намывает в «материнском» горизонтальном стволе скважины боковые ответвления (каналы), протяженность которых достигает в современных условиях 80-100 м. Затем в боковое ответвление подается модифицированный кислотный состав, позволяющий создать «оперяющую» сеть боковых ответвлений.

Продуктивные отложения пластов $P_{IV} - P_{VI}$ на месторождении (в пределах его Восточного участка) имеют раннепермский возраст ($P_1 ar - s$) и представлены карбонатными разностями. Опытно-промышленные работы (ОПР) проводились на карбонатных кислоторастворимых породах-коллекторах. Средняя проницаемость пород-коллекторов не превышает $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; $K_{расч} = 27-30$. Имеются многочисленные проявления разломной тектоники. На данном объекте разработки внедрены новые инновационные подходы, бурятся горизонтальные скважины с продолжением по продуктивному объекту от 1000 м. В рамках проведения ОПР в течение двух лет проведено 30 скв.-опер. с продолжающимся технологическим эффектом. Применяемое оборудование позволяет в течение одной технологической операции провести 2 канала длиной (до 100 м каждый), на протяжении 100 м материнского ствола – 4 и более разнонаправленных канала, что повышает сообщаемость отдельных продуктивных прослоев, увеличивает зону дренирования и коэффициент объемного охвата ($K_{охв}^V$) продуктивного объекта процессами разработки.

На месторождении проводились работы по определению профиля притока. Не менее 60 % пройденных боковых ответвлений включились в разработку. Отрицательные результаты по некоторым точкам намыва связаны с процессами вторичной перекристаллизации и доломитизации карбонатных пород. В результате проведенных работ дебит нефти по скважинам увеличился в 2 раза (до 11 т/сут). Дополнительная добыча нефти за период ОПР составила около 20 тыс. т. Технология за прошедшее время доказала свою эффективность, продолжая все время совершенствоваться. Модернизируется конструкция рабочей компоновки, растет ее надежность на отказ, уменьшается полная продолжительность конкретной скв.-опер. (с 2 месяцев до полумесяца), ускоряется проходка, выполняется максимальное разветвление боковых ответвлений, растет их суммарная протяженность и увеличивается охват дренированием продуктивных прослоев. Были применены компоновки с встроенным «on-line» инклинометром, которые позволяют контролировать в режиме реального времени профиль и геометрию (инклинометрию) создаваемого ствола (канала) – направление по зениту и азимуту (азимутальный и зенитный углы с привязкой по глубине).

Рассмотрим более подробно положительные стороны предлагаемой к внедрению на Самотлорском месторождении технологии. Во-первых, при осуществлении данной технологии проводится целенаправленное воздействие на выбранные продуктивные пропластки. Во-вторых, увеличивается продуктивность скважины из-за роста ее эффективного радиуса дренирования и преодоления скин-зоны. В-третьих, активизируются и подключаются в разработку новые зоны дренирования за счет пересечения боковыми каналами большого числа трещиноватых зон и вскрытия высокопроницаемых матриц пород. В-четвертых, кислотный реагент доставляется даже в удаленную зону объекта разработки. В-пятых, можно пробурить множе-

ство (до десяти) боковых ответвлений за короткий промежуток времени как в направлении к межфлюидному контакту (МФК), так и в сторону кровельной части объекта разработки (Рис. 1). В-шестых, технологические работы проводятся через спущенную компоновку насосно-компрессорных труб. Это позволяет сократить продолжительность мероприятия и улучшить затратную (финансовую) часть на запуск скважины в работу. Не стоит забывать и о сокращении геологических рисков.

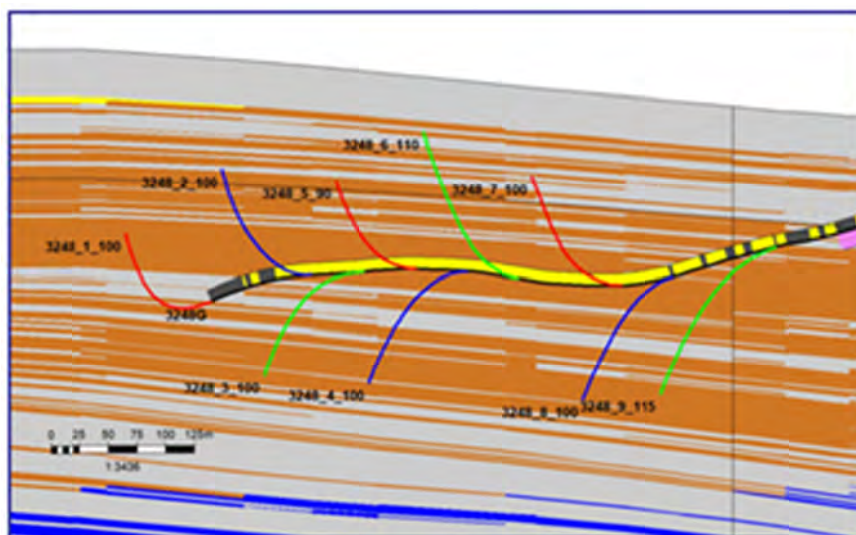


Рисунок 1. Направления боковых ответвлений от «материнского» ствола скважины

Сравнение основных методов интенсификации показывает, что эффективность данной технологии довольно высока как по росту дебита, так и по продолжительности эффекта. В сравнении с бурением второго горизонтального ствола технология выигрывает за счет уменьшения экономических и временных затрат, а также сокращения геологических рисков. Дополнительные расходы могут быть связаны только с удалением части колонны в случае, если она обсажена. Если сравнивать с ГРП, то она имеет преимущество в продолжительности эффекта и в возможности выборочного воздействия на интервалы продуктивного объекта. Несмотря на то, что с точки зрения увеличения КИН наиболее эффективной технологией является бурение второго горизонтального ствола, при существующих сложностях в бурении, а также более высокой стоимости работ это, по нашему мнению, альтернативный и не менее эффективный метод. По результатам проведенных (ОПР) следует иметь в виду следующее. Конечно, мы понимаем, что для условий Самотлорского месторождения имеется существенное различие как в возрасте продуктивных отложений, так и в литологическом составе вскрываемых пород (раннеаптский возраст, пелитовые разновидности терригенных полимиктовых пород). Данный подход является модифи-

кацией технологии «fishbone» на колтюбинговых установках («coiled tubing», «СТ»), которая уже получила достаточно широкое распространение и хорошо себя зарекомендовала в различных нефтегазоносных провинциях мира на слабопроницаемых нефтегазовых объектах-природных резервуарах. По нашему мнению, если это не отдельная технология строительства скважин, то, несомненно, самостоятельный тип внутрискважинных работ и метод интенсификации добычи, который можно поставить в ряд между гидроразрывом пластов и бурением вторых стволов (ББС, ЗБС). Согласно другим исследованиям, эту технологию можно идентифицировать как радиальное вскрытие пласта. Однако, как бы мы не пытались называть это геолого-техническое мероприятие, основная его задача заключается в многократном вскрытии продуктивных отложений боковыми ответвлениями, проводимыми из основного «материнского» горизонтального ствола. С позиции импортозамещения оно позволяет на высоком уровне и, главное, результативно конкурировать с полученными результатами аналогичных (практически близких) производственных операций, выполняемых известными транснациональными компаниями («Schlumberger», «Weatherford», «Baker Hughes», «Halliburton» и др.).

С помощью внедрения данной технологии пройдены многочисленные, «ветвящиеся», боковые ответвления от «материнского» ствола. Зафиксированы меньшие затраты по сравнению с бурением бокового ствола. Отсутствует необходимость глушения скважины и извлечения глубинного оборудования, т. к. скважины эксплуатируются преимущественно газлифтным способом. Получены заметные приросты дебитов на фоне вовлечения в активную разработку ранее слабодренируемых запасов углеводородов.

Библиографический список

1. Потенциал технологии кислотруйного туннелирования на месторождениях Газпромнефть-Оренбурга / К. Ю. Кызыма, В. Ю. Хорюшин, А. Ф. Семенов [и др.]. – Текст : непосредственный. // ПРОНЕФТЬ. – 2021. – Том 6. – № 1. – С. 47-53.

2. Увеличение зоны дренирования скважины методом кислотруйного туннелирования на примере Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / К. Ю. Кызыма, В. Ю. Хорюшин, С. М. Симаков [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник АБП. – 2020. – № 3. – С. 2-7.

3. Технология радиального вскрытия пласта как ключ к ТРИЗ Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / К. Ю. Кызыма, А. В. Деревсков, О. В. Воин, В. М. Александров. – Текст : непосредственный // Геология и недропользование – 2022. – № 1 (5), февраль. – С. 130-136.

NEW APPROACHES TO DEVELOPMENT COMPLEX RESERVOIR ROCKS SAMOTLOR DEPOSIT

Author: Aleksandrov V. M., Ph. D., Alexandrov_v@aotandem.ru

Abstract: A modified fishbone technology with jet cleaning with inert liquids is proposed for implementation on the western wing of the Samotlor license area in the AB₁¹ and AB₁² formations, which makes it possible to involve oil reserves located in low-permeability heterogeneous reservoir rocks into active drainage.

Key words: complex deposits; texturally heterogeneous reservoir rocks; textural clay content; "grouse" breeds; horizontal well; acid jet drilling; long pipe; side branches; drainage coverage; active development.

УДК 553.98

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Алескеров Н. И., студент,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье рассмотрены общие сведения о Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении. Особое внимание уделено географической и геолого-геофизической изученности, а также стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности месторождения.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, свита, горизонт, запасы углеводородов.

В административном отношении Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Мирнинского и Ленского районов (улусов) Республики Саха (Якутия), в 130 км к юго-западу от г. Мирный и в 140 км к северо-западу от г. Ленска [2].

Согласно принятой схеме нефтегазогеологического районирования территории Сибирской платформы, Среднеботуобинское месторождение приурочено к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В пределах НГО к крупными по запасам нефти относят Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское, Ярактинское, Северо-Талаканское, Верхневилучанское месторождения. Следует отметить, что Среднеботуобинское месторождение является крупным, как по запасам нефти, так и по запасам газа.

Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями арылахского и хамакинского горизонтов курсовской свиты, возможная продуктивность – с преображенским горизонтом успунской свиты, горизонтов Юр-I-III юряхской свиты, а также пласта Бз успунской свиты [1].

Ботуобинский горизонт

В пределах Центрального тектонического блока Среднеботуобинского месторождения выделяется ряд более мелких блоков, в каждом из которых ботуобинский горизонт является гидродинамически самостоятельным (Рисунок 1). Ботуобинский горизонт является основным продуктивным пластом месторождения. Максимальный дебит нефти получен в скважине № Сбт-53 – 192 м³/сут, максимальный дебит газа в скважине № Сбт-86 – 1616 тыс. м³/сут, максимальный дебит воды в скважине № Сбт-7 – 144 м³/сут.

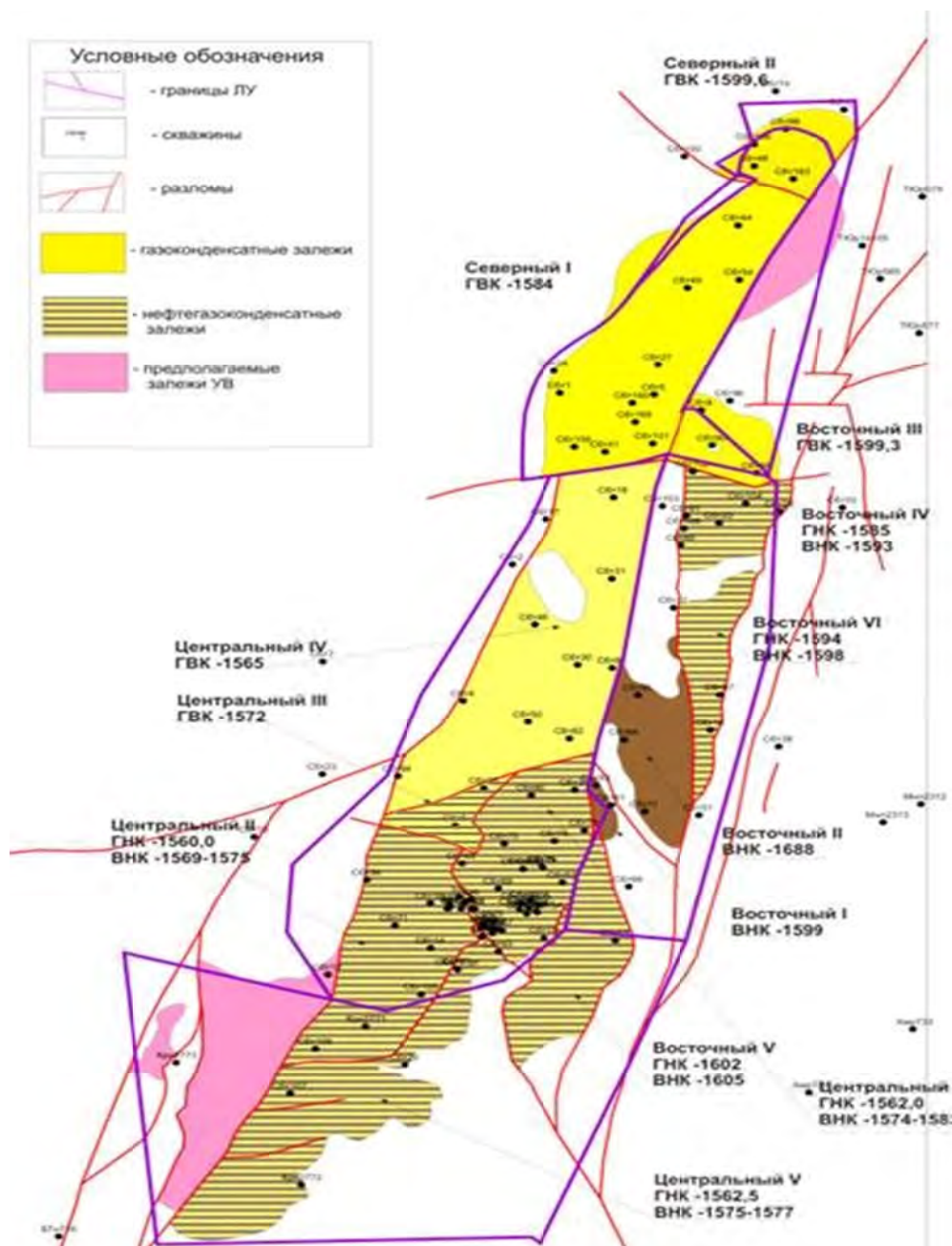


Рисунок 1. Схема размещения залежей УВ ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения

Базальная пачка

Базальная пачка залегает непосредственно под преображенским горизонтом в нижней части успунской свиты. Ранее в данном интервале выделялись исключительно непроницаемые глинистые отложения. При бурении разведочной скважины № 115 в интервале а.о. минус 1824,0-1828,0 м отмечалось поглощение бурового раствора с последующим значительным газопроявлением. При работе скважины на факельный амбар расчетный дебит газа достигал 400 тыс. м³/сут.

Мощность пачки стабильна на всей территории месторождения и составляет 4-7 м, однако в некоторых скважинах мощность пачки увеличивается до 10-16 м. Учитывая сокращающуюся мощность нижележащей верхнебюкской свиты, можно предположить наличие эрозионного вреза. По первичному описанию керна, отобранного в скважине № 115, пласт сложен песчаниками серо-жёлтого, серовато-коричневого цветов, разнотекстурной структуры, беспорядочной текстуры, зёрна, как окатанные, так и обломочные, размером 0,1-0,01 мм. Цементирующий состав отсутствует либо очень слабый цемент (контактный). Коллектор в скважине № 115 по данным ГИС характеризуется достаточно высокими ФЕС – значения пористости изменяются от 17 до 22 %, составляя в среднем около 20 %.

Пласт был испытан в колонне скважины № 115 в интервале 1827,5-1833,5 м (а.о. минус 1435,2-1441,2 м), где был получен приток газа дебитом 209 тыс. м³/сут и приток стабильного конденсата дебитом 16,33 м³/сут через штуцер 12 мм.

Общая мощность отложений горизонта в пределах Центрального тектонического блока изменяется в пределах от 3 до 16 м.

Осинский горизонт (пласты О-I и О-II)

На изучение осинского горизонта, наряду с ботубинским, на начальном этапе поисково-разведочных работ на Среднеботубинском месторождении было направлено основное внимание. Однако определиться с контурами залежей и флюидоразделяющими контактами в полной мере не удалось, что связано со сложностью строения горизонта и отсутствием стабильных притоков УВ. В 1986 году материалы по подсчету запасов осинского горизонта представлялись на рассмотрение в государственные органы. Однако, в связи с противоречивостью полученных данных, было принято решение – запасы нефти на баланс не принимать, учтены лишь запасы газа. В результате проведения геологоразведочных работ, сейсморазведочных работ МОГТ-2D и МОГТ 3D, уточнена геологическая модель, получены наиболее полные и достоверные сведения о стратиграфии, литологии и перспективах нефтегазоносности горизонта.

Объектами подсчета запасов в 2014 году (протокол ФАН № 18/549-пр от 29.09.2014) являлись залежи Центрального тектониче-

ского блока (пласты О-I+О-II рассмотрены совместно). Такое решение принято исходя из того, что 80 % испытаний скважин в интервале осинского горизонта проводилось по двум пластам совместно. Установить интервалы притока по многим скважинам не представлялось возможным ввиду отсутствия профиля притока. Более того, пласты разделены между собой перемычкой небольшой толщины от 1,3 м (скважина № Крн-2771) до 3,2 м (скважина № Сбт-35), среднее значение в пределах Центрального тектонического блока составляет 1,9 м. С точки зрения литологии, перемычка представлена доломитами серыми, местами тёмно-серыми, с прослойками аргиллитов, крепкими, трещиноватыми, в нижней части доломитами, сильно глинистыми, переходящими в доломитизированные аргиллиты. На данном этапе геологоразведочных работ твердых оснований утверждать, что пласты О-I и О-II гидродинамически изолированы друг от друга, недостаточно.

По запасам углеводородов Среднеботуобинское месторождение относится к категории крупных.

На 01.01.2018 начальные запасы по Среднеботуобинскому месторождению в пределах Центрального блока и Курунгского участка составляют [3]:

— Нефти по категории В₁: геологические – 314 626 тыс. т, извлекаемые – 107 263 тыс. т, по категории В₂: геологические – 392 797 тыс. т, извлекаемые – 67 666 тыс. т;

— Растворенного газа по категории В₁ – 23 150 млн. м³, по категории В₂ – 27 426 млн м³;

— Свободного газа по категории В₁ – 412 млн. м³;

— Газа газовых шапок по категории В₁ – 155 148 млн. м³, по категории В₂ – 33 580 млн. м³;

— Конденсата из свободного газа по категории В₁: геологические – 36 тыс. т, извлекаемые – 19 тыс. т;

— Конденсата из газа газовых шапок по категории В₁: геологические – 2 743 тыс. т, извлекаемые – 2 497 тыс. т; по категории В₂: геологические – 29 тыс. т, извлекаемые – 26 тыс. т.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1970 году. В эксплуатации находится с 1981 года, в промышленную разработку введено в октябре 2013 года.

Промышленная нефтегазоносность разреза приурочена к терригенным отложениям ботуобинского горизонта нижнебюкской свиты венда (V-€1), карбонатным отложениям осинского горизонта (пласт О-I+II) билирской свиты нижнего кембрия (€1), а также терригенным отложениям базальной пачки (пласт Бз) успунской свиты (Vus).

Согласно представлениям о тектоническом строении исследуемой территории, в пределах залежей осинского и ботубобинского горизонтов выделяется 5 тектонических блоков (Центральный I, II, III, IV, V), ограниченных дизъюнктивными нарушениями. Три из пяти, выделенные в пределах Центрального тектонического блока, залежи ботубобинского горизонта нефтегазоконденсатные (1, 2, 5), еще две залежи (3, 4 – газоконденсатные) содержат практически «сухой» газ (конденсатосодержание 20,2 г/м³).

Залежи осинского горизонта – газонефтяные.

По запасам углеводородов Среднеботубобинское месторождение относится к категории крупных.

Библиографический список

1. Габриэлянц, Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений / Г. А. Габриэлянц. – Москва: Недра. – 1978. – 328 с. – Текст : непосредственный.
2. Технологическая схема разработки Среднеботубобинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Центрального блока и Курунгского ЛУ Республики Саха (Якутия). – 2016. – Текст : непосредственный.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Среднеботубобинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Центрального нефтяного блока и Курунгского участка Республики Саха (Якутия), ООО ТННЦ, Тюмень. – 2018. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Забоева М. И., к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет.

GENERAL INFORMATION ABOUT THE SREDNEBOTUOBINSK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Author: Aleskerov N. I., student, zyxoom@mail.ru

Research supervisor: Zaboieva M. I., Candidate of Technical Sciences, Industrial University of Tyumen.

Abstract: This article discusses general information about the Srednebotuobinsk oil and gas condensate field. Particular attention is paid to the geographical and geological-geophysical knowledge, as well as stratigraphy, tectonics and oil and gas potential of the field.

Keywords: field, formation, reservoir, suite, horizon, hydrocarbon reserves.

МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕВЫШЕНИЙ

Архипова Т. Д., старший преподаватель, Климин К. В., магистрант
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Рассмотрен вопрос о тригонометрическом способе нивелирования без определения высоты прибора.

Ключевые слова: тригонометрическое нивелирование, геодезические работы, тахеометрическое превышение, тахеометрическая съемка.

При выполнении строительных работ необходимо определять не только плановое, но и высотное положение различных точек. Для этих целей в практике геодезических работ применяется нивелирование. Под нивелированием понимается комплекс работ по определению разности высот точек, т. е. превышений, а также самих высот точек.

Одним из наиболее распространенных методов нивелирования является тригонометрическое нивелирование, в основе которого лежит применение угломерного прибора теодолита и наклонной линии визирования.

Тахеометрическую съемку, означающую быстроизмерение производят для составления топографического плана местности с изображением на нем рельефа, выполняется одновременно при помощи обычного теодолита и дальномерной рейки или специальным тахеометром.

В настоящее время выпускаются тахеометры-автоматы, позволяющие получать автоматически как превышение между точками, так и горизонтальное проложение измеряемого дальномером расстояния. Съемку такими тахеометрами-автоматами производят геодезисты топографической службы города или строительного управления. Тахеометрическая съемка обычным теодолитом не представляет сложности для техника строительной специальности.

Основой для производства тахеометрической съемки могут служить точки теодолитных ходов, полученные на строительной площадке в качестве геодезического обоснования, имеющие координаты X , и Y и высоты над уровнем моря H .

В целях сокращения времени на производство полевых работ часто тахеометрическую съемку выполняют с точек тахеометрического хода, прокладываемого одновременно со съемкой. Измерения и вычисления тахеометрических ходов при работе с обычным теодолитом ничем не отличаются от метода прокладки и обработки теодолитных ходов.

Для изображения на плане рельефа местности при производстве тахеометрической съемки необходимо определять высоты над уровнем моря тех станций, с которых выполняется съемка.

При тахеометрической съемке строительной площадки важно с высокой степенью точности и подробности изобразить рельеф участка, чтобы вертикальная планировка при проектировании сооружений была безошибочной в уклонах направлений и съемках земляных работ.

Тахеометрическая съемка производится как самостоятельно, так и в сочетании с другими видами работ, а также для съемки местности при линейных изысканиях (всех видов) транспорта, линий связи и электропередач, застроенных и незастроенных территорий населенных пунктов и в других различных случаях инженерной практики. Обычно она производится для составления планов в масштабе не мельче 1:5000.

Когда съемка производится в общепринятой системе координат и высот, то тахеометрический ход обязательно привязывают к пунктам государственной плановой и высотной опорной сетям.

Тригонометрическое нивелирование в настоящее время широко используют в практике изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации инженерных объектов. Особенно часто его используют при выполнении тахеометрических съемок местности. Превышение при использовании этого метода вычисляется по формулам тригонометрии [1].

Схема тригонометрического нивелирования показана на рисунке 1.

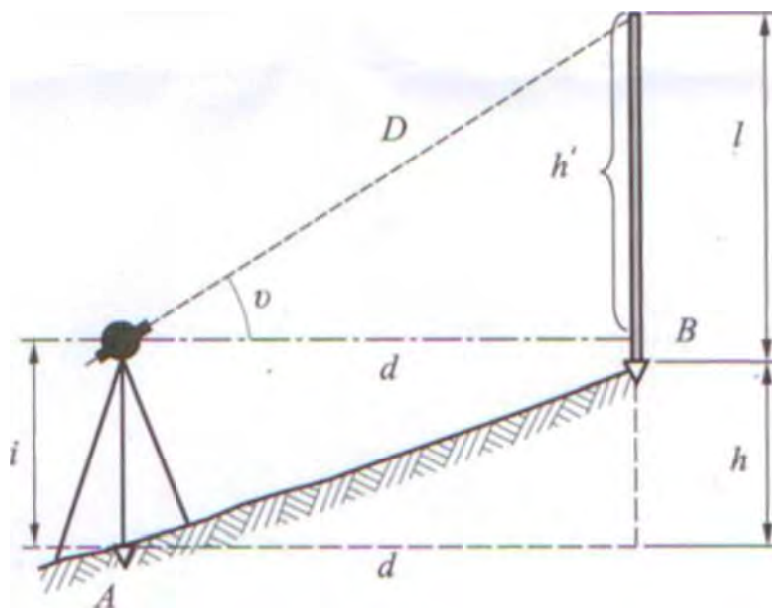


Рисунок 1 Схема тригонометрического нивелирования

Полное превышение при этом методе определяется по формуле 1:

$$h = h' + i - l = d \operatorname{tg} v + l = D/2 \cdot \sin 2v + i - l, \quad (1)$$

где h' – табличное превышение;

i – высота прибора;

l – высота наведения;

d – горизонтальное проложение;

v – угол наклона;

D – наклонное расстояние.

Широкое применение в практике геодезических работ этот метод получил из-за своей сравнительной простоты, достаточно высокой производительности и возможности определять с одной станции превышения, в несколько раз большие, чем длина рейки. К недостаткам метода можно отнести невысокую точность, большое влияние приборных ошибок и сильное влияние кривизны Земли и рефракции.

Точность тригонометрического нивелирования зависит от следующих погрешностей:

- измерения расстояний ΔD ;
- измерения углов наклона Δv ;
- измерения высоты прибора Δi ;
- определения высоты наведения Δl .

При использовании наиболее распространенного теодолита 2Т30 погрешности измерений равны:

$$\Delta D = 0,3 \text{ м}; \Delta v = 0,5'; \Delta i = \Delta l = 0,5 \text{ см}$$

Тогда при расстоянии $D=100$ м и углах наклона $v < 5^\circ$, погрешность величины m_h , примерно равна 1,5 см, а общая погрешность превышения:

$$m_h^2 = m_{h'}^2 + m_{\Delta h}^2 + m_{\Delta i}^2, \text{ откуда } m_h = 1,7 \text{ см}$$

Востребованность этого метода, несмотря на указанные недостатки, объясняется тем, что при нивелирных работах на сильно пересеченной местности у него практически нет альтернативы.

В Белорусском национальном техническом университете (Минск) под руководством профессора М. С. Нестеренок был разработан модернизированный метод тригонометрического нивелирования без определения высоты прибора [2]. Сущность этого метода отражена на рисунке 2.

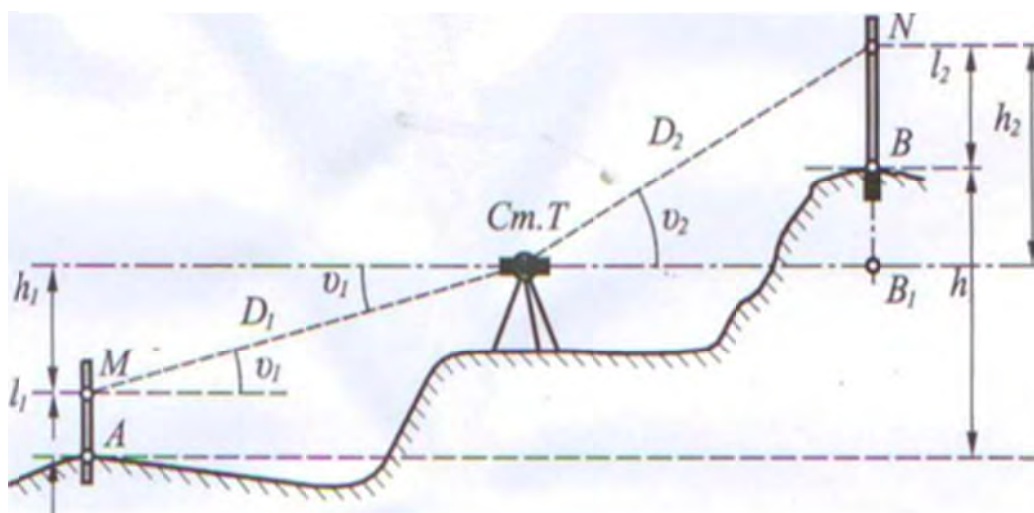


Рисунок 2. Схема тригонометрического нивелирования без определения высоты прибора

Тахеометром измеряют расстояния $D_1 = TM$ и $D_2 = TN$, углы наклона v_1 и v_2 , при этом известны высоты l_1 и l_2 визирных целей, поставленных на точки, закрепленные в земле. Превышение между точками A и B вычисляют по формуле 2:

$$h = l_1 + h_1 + h_2 - l_2 = l_1 + D_1 \sin v_1 + D_2 \sin v_2 - l_2, \quad (2)$$

К главному достоинству этого метода относится устранение погрешности определения высоты прибора Δi , присутствующей в традиционном методе тригонометрического нивелирования, а также:

- 1) сравнительная простота;
- 2) достаточно высокая производительность (большие расстояния от прибора до рейки);
- 3) возможность определять с одной станции превышения, в несколько раз большие, чем длина рейки;
- 4) влияние приборных ошибок ослаблено;
- 5) влияние кривизны Земли и рефракции сводится к минимуму.

Анализ рассматриваемого метода показал, что по сути он близок к геометрическому нивелированию «из середины». Пункты 4 и 5, свойственные геометрическому нивелированию «из середины», справедливы и для метода тригонометрического нивелирования без определения высоты прибора.

В дальнейшем нами планируется выполнить оценку точности данного метода с позиции теории ошибок измерений и проведение полевого эксперимента по его апробации во время учебной геодезической практики.

Библиографический список

1. Практикум по геодезии: учебное пособие для вузов / под. ред. Г. Г. Поклада. - Москва: Академический Проект; Трикста. – 2011. – 470 с. – Текст : непосредственный.
2. Нестеренок, М. С. Геодезия : учебное пособие / М. С. Нестеренок. – Минск : Высшая школа. - 2012. – 288 с. : ил. – Текст : непосредственный.

УДК 622.276.66

ЭВОЛЮЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Колесник С. В., доцент, к. т. н., Ахмедханова А. Б., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В данной статье были подробно рассмотрены технологии проведения МГРП, которые применялись в АО "Самотлорнефтегаз" при заканчивании горизонтальных скважин ЗБС и ВНС. Более подробно рассмотрены МГРП на объекте БВ80, как на наиболее перспективном пласте для прове-

дения данных технологий заканчивания ГС, и как на коллекторе с низкой проницаемостью, где горизонтальные стволы малоэффективны без МГРП.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, многостадийный гидравлический разрыв пласта, заколонные пакеры, мостовые пробки, зарезка боковых стволов, заканчивание скважин.

В настоящее время Самотлорское нефтяное месторождение находится на заключительной стадии разработки. Поэтому с целью доизвлечения остаточных запасов на Самотлорском месторождении ежегодно большое количество ГТМ, среди которых наиболее перспективными, с точки зрения геологической и экономической эффективностей, являются гидравлический разрыв пласта на существующих скважинах эксплуатационного фонда, а также бурение горизонтальных скважин и зарезка боковых стволов с последующим проведением на них гидравлического разрыва пласта при заканчивании [3].

Лидирующие позиции по проведению и развитию технологий МГРП в компании ПАО "НК "Роснефть" занимает дочернее общество АО "Самотлорнефтегаз" (Недропользователь Самотлорского месторождения). Проводить МГРП на Самотлорском месторождении начали в 2009 году на трех добывающих скважинах. Технологии были достаточно просты, скважины были закончены по самой простой технологии без цементирования хвостовика [2].

Применение простейших технологий МГРП с отсыпкой песчаных пробок на Самотлорском нефтяном месторождении продолжалось с 2009 до конца 2011 года. Эти технологии называют «многоподходными», так как несколько раз привлекался флот-ГРП. Поэтому первые операции проведения фрактов МГРП были очень продолжительными. Так, например, заканчивание и освоение ГС с двухстадийным ГРП составляло около 20 суток, а при МГРП с пятью стадиями время заканчивания составляло до 75 суток. Но существовали и другие проблемы, не только с временными затратами и высокой оплатой бригад КРС. Еще одной проблемой стало возникновение перетоков жидкости и получение «СТОПов», так как применялись пропантные отсыпки. Поэтому стали применять с 2010 года заколонные пакеры, для того чтобы надежно разобщать и изолировать требуемые зоны. Но эффективность была не столь высока. Поэтому следующим шагом было испытание технологий МГРП с применением мостовых пробок. МГРП с применением мостовых пробок активно применяли с 2011 по 2013 годы (рисунок 1).



Рисунок 1. МГРП на ГС с применением мостовых пробок

Выполненный с применением данной технологии МГРП был осложнен рядом факторов. Первой причиной осложнений стала выявленная негерметичность «головы» хвостовика ГС, что потребовало проведения дополнительных спускоподъемных операций, так как была необходимость выявления и подтверждения герметичности /негерметичности применяемого пакерного оборудования, а также потребовалось проведение повторного спуска активатора для активации «головы» хвостовика. Следующим осложнением стала негерметичность пакерного оборудования подрядчика по ГРП и стингеров для ГРП, так как они не соответствовали конструкции данной скважины.

С 2012 года стали реализовываться технологии МГРП с раздвижными муфтами и шарами для активации муфт. Это технологии FracPoint™ Baker Hughes. Данные технологии МГРП FracPoint™ относятся к классическому виду МГРП, который предполагает предварительную установку портов ГРП (фрак-портов) в муфтах эксплуатационной колонны обрабатываемой скважины или в хвостовике при спуске его в скважину (рисунок 4). Муфты активируются за счет сброса шара в эксплуатационную колонну с устья скважины. Шар садится в седло муфты МГРП и тем самым открывает циркуляционное отверстие, а нижний интервал перекрывается тем же шаром.

После этого производится стадия продавки проппанта и затем в поток жидкости вбрасывается следующий шар, размер которого (диаметр) больше предыдущего. Данная операция повторяется столько раз, сколько раз необходимо разорвать пласт (сколько стадий МГРП). После того, как будут произведены все стадии МГРП на скважине фрезой будут разбурены посадочные седла и шары. Далее производится промывка обрабатываемой скважины, освоение и вызов притока пластового флюида.

Технологическая эффективность от заканчивания скважин с применением раздвижных муфт МГРП с шарами была достигнута, так как несмотря на осложнение цикл заканчивания одной скважины в среднем составил 24 суток, что соответствовало технологическому плану работ.



Рисунок 2. Технология многостадийного гидроразрыва пласта FracPoint™ на ГС с шаров ГРП и раздвижных муфт

В настоящее время заканчивание скважин посредством проведения фразов МГРП проводятся как в скважинах, вводимых в эксплуатацию из большого бурения (ВНС), так и в боковых стволах после зарезки (ЗБС) [1]. На месторождении применяется технология адресной добычи на горизонтальных скважинах с МГРП, которая позволяет отключать обводнившиеся стадии (трещины) МГРП (рисунок 1). Но для применения данной технологии МГРП на горизонтальной добывающей скважине необходимо при ее строительстве поинтервально обсадить ствол хвостовика специальным оборудованием – разобщителями ствола и электроуправляемыми клапанами (рисунок 4).



Рисунок 3. Технология МГРП для сегментированной адресной добычи на скважинах ВНС

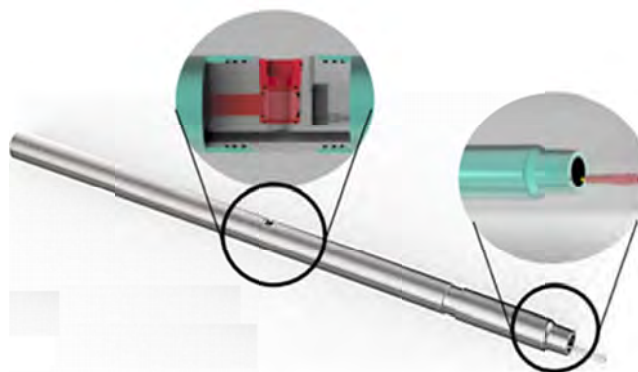


Рисунок 4. Электроуправляемый клапан

Рассмотрим технологическую эффективность еще одной технологии МГРП, применяемой при заканчивании скважин ЗБС и ВНС – это технология Coiljet разработки компании Calfrac Well Services Ltd. В настоящее время в рамках программы повышения эффективности МГРП на Самотлорском месторождении проводятся ОПИ по данной технологии.

Технология CoilJet предназначена для проведения МГРП в полностью зацементированных хвостовиках и обеспечивает свободу выбора количества стимулируемых зон. Инструмент доставляется в скважину на колонне гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в нужный интервал колонны ГС, далее производится абразивная резка колонны (гидроперфорация) с последующей закачкой пропанта через пространство между ГНКТ и НКТ. Далее инструмент перемещается на новый интервал с отсечением предыдущего с помо-

щью многоразовой пробки – пакера-отсекателя. Затем все операции повторяются, пока не будут простимулированы все зоны.

Основное преимущество данной технологии МГРП с применением CoilJet для условий Самотлорского месторождения мы видим в надежной герметизации колонны с отсечением нижележащих интервалов, в которых уже был проведен ГРП. Кроме того, технология CoilJet позволяет контролировать забойное давление ГРП и во многих случаях предотвращать возникновение «СТОПа».

Результаты расчетов прогнозируемых показателей добычи пластового флюида по скважине ЗБС с применением МГРП номер 37653-2 по объекту БВ8(0) за отчётный период приведены в таблице 1.

Таблица 1

Скважина 37653-2. Прогноз добычи за 2021-2025
годы при реализации ЗБС с МГРП

Год	Добыча нефти, тыс. т.	Добыча жидко- сти, тыс. м ³	Добыча газа, тыс. м ³	Добыча воды, тыс. м ³
2021	10,341	17,586	806,598	5,275
2022	8,373	16,613	653,094	6,645
2023	6,433	15,316	501,774	7,657
2024	4,591	13,664	358,098	8,198
2025	2,902	11,516	226,356	8,061

Таким образом, в данной статье были рассмотрены технологии МГРП при заканчивании горизонтальных скважин, которые позволяют улучшить эффективность работы скважин ЗБС и ВНС, за счет повышения их продуктивности. Перспективы дальнейшей выработки запасов по пласту БВ8(0) связаны с уплотнением сетки скважин и усилением системы воздействия на слабодренлируемый тонкослоистый коллектор путем бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов с проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Технологическая эффективность от зарезки бокового ствола с проведением многостадийного гидроразрыва пласта составляет 31 т/сут. при дебите жидкости 53 м³/сут., что в абсолютном показателе даёт 32,6 тысяч тонн, примерно соответствует извлекаемым запасам и позволяет выработать запасы за отчётный период 5 лет.

Библиографический список

1. Басарьгин, Ю. М. Заканчивание скважин / Ю. М. Басарьгин, А. И. Булатов. – Москва: Недра. – 2000. – 286 с. – Текст : непосредственный.
2. Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / А. Г. Молчанов. – Москва: Альянс, 2010. – 586 с. – Текст : непосредственный.

3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.

4. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст : непосредственный.

5. Савельева Н. Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. – Тюмень, 2021. – 131 с. – Текст : непосредственный.

THE EVOLUTION OF EFFICIENT APPLICATION MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING

Author: Kolesnik S. V., Ph. D., Associate Professor, Akhmedkhanova A. B., student, ms.azhiyka@mail.ru

Abstract: in this article, the technologies for conducting multi-stage hydraulic fracturing, which were used by Samotlorneftegaz JSC during the completion of horizontal wells with sidetracking and water pumping systems, were considered in detail. MSHF at the BV80 facility is considered in more detail, as the most promising reservoir for these HW completion technologies, and as a reservoir with low permeability, where horizontal wells are ineffective without MSHF.

Keywords: horizontal well, multi-stage hydraulic fracturing, casing packers, bridge plugs, sidetracking, well completion.

УДК 620.9

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В УРАЛЬСКОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ

Белов Д. А., студент

Тюменский индустриальный университет, г. Сургут

Аннотация. В данной статье рассматриваются проблемы и перспективы инновационного развития нефтегазового комплекса. Базой исследования является Уральский федеральный округ. Результатом работы являются инновационные технологии, которые позволят улучшить эффективность геологоразведки, добычи и переработки в УФО.

Ключевые слова: инновации, Уральский нефтегазовый комплекс, технология ММНК, 4-D технология, IT-инновации.

Актуальность темы обусловлена целым спектром макроэкономических особенностей нефтегазового комплекса в Уральском федеральном округе (УФО). Комплекс является крупнейшим в мире по запасам нефти и газа. Он охватывает территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и простирается до шельфа Карского моря. Особенности его развития связаны с низ-

кими затратами на добычу и переработку углеводородов и существующими тенденциями мировой экономики, обусловленными нарастающей динамичностью и неопределенностью внешнего окружения, взятием курса на декарбонизацию, политическими вызовами в виде санкций недружественных стран по отношению к России. Несмотря на большие запасы нефти и газа комплекс сталкивается с объективными проблемами истощения запасов месторождений, физическим и моральным износом оборудования, введением в стадию разработки месторождений с меньшими запасами сырья. Все эти факторы обуславливают снижение эффективности за счет износа и уменьшения масштаба эффекта.

УФО является одним из наиболее богатых регионов России по наличию минерально-сырьевых ресурсов на единицу площади. В состав УФО входят: Курганская, Свердловская, Тюменская, Челябинская области, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа. Особенно велико значение УФО в топливно-энергетическом балансе страны. Запасы нефти региона оставляют 70%, газа 91% от общероссийских запасов. Всего здесь находится более 700 месторождений газа и нефти. Наиболее крупными являются Уренгой, Ямбург, Медвежье, Сургут, Нижневартовск. В таблице 1 представлен анализ СВОТ-анализ Уральского нефтегазового комплекса.

Падение давления в пластах крупных месторождений требует все больших инвестиций в Уральский комплекс для перехода с экстенсивных на интенсивные технологии. Перспективы углеводородного сырья огромны, но они сосредоточены в более мелких месторождениях. При этом нельзя недооценивать возможности разведывания новых крупных месторождений. В условиях санкционного давления недружественных стран, импортозамещения и декарбонизации мировой экономики перспективы дальнейшего развития региона за счет собственных инвестиций и оборудования менее оптимистичны, но возможны.

Таблица 1

СВОТ-анализ Уральского нефтегазового комплекса [1]

<p>Сильные стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запасы углеводородов на 20 - 25 лет; - разветвленная сеть газо- и нефтепроводов; - квалифицированные кадры; - конкурентоспособные крупные бизнес-структуры в сфере добычи, транспортировки и переработки; - значительный интеллектуальный и информационный потенциал научных и учебных центров. 	<p>Слабые стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> - низкая степень диверсификации, - низкая добавленная стоимость; - истощение разрабатываемых крупных месторождений углеводородов; - недостаточная развитость инфраструктуры для начала освоения средних и мелких месторождений, - большие внутриотраслевые, экономические и социальные различия.
<p>Возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - применение инновационных технологий в геологоразведке; - освоение интенсивных технологий добычи взамен экстенсивных для продолжения разработки истощающихся крупных месторождений; - внедрение инновационных технологий для массового освоения менее рентабельных промысловых объектов; - комплексная переработка и получение большей добавленной стоимостью 	<p>Угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - недостаток инвестиций; - недостаточная конкурентоспособность продукции российского машино- и приборостроения в условиях импортозамещения оборудования геолого-геофизических работ и эксплуатации месторождений углеводородов; - санкции недружественных стран; - тенденции декарбонизации мировой экономики; - ухудшение экологической ситуации.

В ходе исследования были установлены стратегические направления инновационного развития Уральского нефтегазового комплекса (рис. 1).



Рисунок 1. Направления инноваций Уральского нефтегазового комплекса

Инновации также внедряются в инфраструктуру транспортировки углеводородов: применяются модульная технология, обслуживание объектов стремится к малолюдным или безлюдным технологиям. Прогрессивные технологии связаны в первую очередь с внедрением цифровых технологий: создание «интеллектуальных» месторождений, граничные вычисления, повышение цифровой инфраструктуры [2].

Создание нового поколения IT-инноваций решает задачи оптимизационного планирования, непрерывного контроля. Новейшие IT-программы хранят информацию о месторождениях в единой базе данных, организуют технический график их работы, следят за его отклонениями и обнаруживают места, требующие оптимизации.

4D-технологии позволят с помощью цифровых двойников нефтегазовых скважин управлять активами в режиме онлайн. Приоритетными проектами является создание единой цифровой экономико-технологической оптимизационной модели ПАО «Газпром» – «Цифрового двойника компании», единой цифровой платформы по управлению инвестиционными проектами, единого информационного пространства геолого-геофизической и промышленной информации [3].

В УФО неосвоенных легкодоступных залежей почти не осталось. Геологическая разведка ведется в суровых природных условиях на удалённом расстоянии. Такие инновации, как электроразведка и высокоплотная сейсмосьёмка позволяют повысить точность исследований.

Инновационной является техника лучевого моделирования, которая на основе специального программного обеспечения с учетом опыта предыдущих сейсмических исследований рассчитывает оптимальную схему рас-

становки источников возбуждения упругих волн и регистрирующего оборудования. «Газпром нефть» интенсивно внедряет данную технологию для геологоразведки в УФО. Использование этой методики может снизить затраты на сейсмику на 30%.

Инновационным проектом в сфере защиты природных ресурсов является проект «Зеленая сейсмика 2.0». Основой технологии стал переход на беспроводную радиопередачу сейсмических данных, что позволило заменить широкие просеки (4 м) для тяжелых вездеходов на узкие (1 м) для облегченных машин. Следующим шагом стало сокращение вырубки деревьев под линии возбуждения сигнала посредством использования буровых установок на узком шасси и метода слалом-профиля, позволяющих легкой технике огибать крупные деревья (рис. 2).

Эффект на площади 1 тыс. км² достигается за счет экономии ГСМ, снижения выбросов, сохранения флоры и фауны. Наибольший эффект удалось получать на залесенных участках УФО [4].

Сокращение нефтегазовых запасов требует новых способов добычи трудноизвлекаемых ресурсов – бурения высокотехнологичных горизонтальных и многоствольных скважин. Совместно с новым видом бесшаровой компоновки данная инновация усиливает нефтегазоносность, а также позволяет проводить исследования внутри скважины и повторный гидроразрыв. Максимальное количество стадий гидроразрыва пласта – 30.

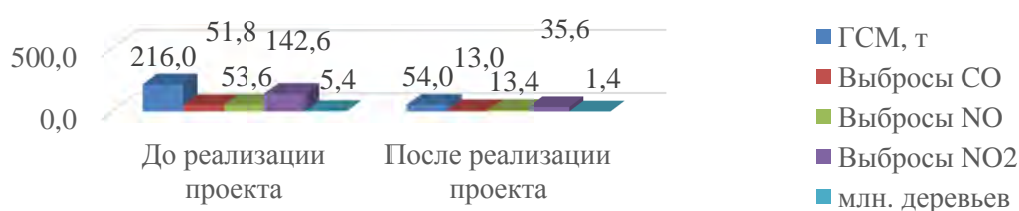


Рисунок 2. Эффект от реализации инновационного проекта

Использование новых растворов также повышает результативность бурения сложных нефтегазовых скважин. Для укрепления скважин и эффективного выноса пород на поверхность разработаны новые методы поинтервальной обработки бурового раствора. Данная инновация позволяет вовлечь в разработку крайние зоны пластов и увеличивает экономический эффект. Основа современного безопасного и точного бурения – роторные управляемые системы. Активно осваивается газовый метод и технология щелочного ПАВ-полимерного заводнения.

Применение запатентованной отечественной инновационной технологии мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК) позволяет решить следующие задачи: уточнение литологии отложений, определение компонентного состава пород; ранжирование пластов-коллекторов по качеству ФЕС; локализация в продуктивной толще рабо-

тающих, неработающих и слабодренируемых интервалов; оценка распределения (изменения) насыщенности коллекторов по трем разноглубинным зонам по латерали; определение термобарических условий; оценка целостности металлической крепи и забойного оборудования с вычислением толщин стенок; оценка технического состояния цементной крепи скважины; определение источников межколонных, межпластовых перетоков и вторичных скоплений флюидов [5].

Проведение ГТМ по результатам мультиметодного многозондового нейтронного каротажа повышает эффективность месторождения в 3,5 раза.

Инновации способствуют развитию более результативного, энергоэффективного, ресурсосберегающего и экологичного производства. С их помощью можно осуществлять поиск новых нефтегазовых месторождений, увеличить коэффициент извлечения запасов и глубину переработки нефти, газа и газового конденсата, сократить потери при добыче и транспортировке.

Отечественные разработки ММНК решают расширенный комплекс задач, позволяют строить высокотехнологические скважины с горизонтальным окончанием полностью с использованием российских технологий.

Библиографический список

1. Каверин А. А. Стратегические приоритеты инновационного развития нефтяной промышленности России / А. А. Каверин. – Текст : электронный // Технические науки. – 2015 – №1 – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/strategicheskie-prioritety-innovatsionnogo-razvitiya-neftyanoj-promyshlennosti-rossii>? (дата обращения: 03.04.2022).

2. Миловидов К. Н. Энергопереход и тенденции инвестирования в технологические инновации / К. Н. Миловидов. – Текст : электронный // Технические науки. – 2021 – №8 – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/694455-innovatsionnye-tehnologii-v-zarubezhnoy-neftegazovoy-otrasli/>? (дата обращения: 03.04.2022).

3. ПАО Газпром. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год – Текст : электронный // Gazprom: официальный сайт. – 2020. – URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2020-ru.pdf> (дата обращения: 03.04.2022).

4. Иванова А. / Журнал «Чистый воздух», официальное издание Росприроднадзора // А. Иванова – Текст : электронный // Технические науки. – 2021. – №8 – URL: <https://neftegaz.ru/science/development/694167-zelenyy-etalon-razrabotannyj-gazprom-neftyu-novyy-podkhod-k-poisku-uglevodorodov-sokhranyaet-rossijs/> (дата обращения: 03.04.2022).

5. Применение технологий нейтронного каротажа скважин при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В. В. Черепанов, С. К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов [и др.]. – Текст : электронный // Технические науки. – 2019 – №1 – URL: <https://www.neftegas.info/upload/iblock/464/46435f2bca256000d75f70ced4010d69.pdf> (дата обращения: 03.04.2022).

Научный руководитель: Колядко А. А., к-т техн. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Сургут.

PRIORITY AREAS OF INNOVATIVE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX IN THE URAL FEDERAL DISTRICT

Author: Belov D. A., student, bda_2001@mail.ru

Research supervisor: Kolyadko A. A., PhD, docent, Industrial University of Tyumen.

Abstract: This article discusses the problems and prospects for the innovative development of the oil and gas complex. The research base is the Ural Federal District. The result of the study is innovative technologies that will improve the efficiency of exploration, production and processing in the Ural Federal District.

Key words: innovations, Ural oil and gas complex, MMNK technology, 4-D technology, IT innovations.

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Погребная И. А., доцент, к. п. н., Белоусова С. В. студент,
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. Нефтяные месторождения располагаются на земной поверхности самым неравномерным способом. Однако наличие нефти на определенном участке не означает, что ее получится с легкостью извлечь. С увеличением сложности добычи нефтепродуктов повышается и значимость геологоразведочных работ. В первую очередь нужно провести целый ряд исследований и анализов. Специалисты в этой области собирают информацию различными способами, сопоставляют их и строят модели изучаемой местности. От точности приборов и интерпретации полученной информации зависит успешность добывающей компании.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин.

Актуальность работы заключается в том, что с внедрением новых технологий методы геофизических исследований скважин значительно упрощаются в своем применении. Легкость в эксплуатации позволит сократить сроки получения и обработки актуальной информации, что приведет к уменьшению материальных затрат и позволит повысить эффективность освоения скважины.

Целью данной работы является анализ эффективности применения инновационных методов геофизических исследований скважин в совокупности с существующими методами.

Задачи:

- Провести анализ существующих методов ГИС

- Привести примеры инновационных методов ГИС
- Сделать вывод об эффективности внедренных технологий в совокупности с имеющимися методами.

Ранее основным признаком наличия нефти на определенной территории был ее выход на поверхность. Рядом с такими местами бурили первые нефтяные скважины в середине XIX века. Потом нефтегазоносные месторождения ассоциировались с возвышениями. Выпуклый участок в земной коре может свидетельствовать о месте, где находится нефть.

С начала XX века начали проводить геологическую съемку местности, перед бурением скважины. Во-первых, изучают геологическое строение большой территории, затем выделяют зоны, в которых может находиться нефть, определяют возможные перспективные нефтегазоносные ловушки (региональный этап). Затем отбирают объекты для поискового бурения, производят поиск и оценку месторождений и залежей (поисково-оценочный этап). Наконец, переходят к разведке второстепенных горизонтов и участков месторождения, чтобы получить полную картину (разведочный этап). Дополнительную информацию возможно получить с помощью аэрокосмических методов. На снимках можно увидеть разломы земной коры, которые не обнаружить другим способом. Такие разломы показывают блоки с возможным содержанием нефти и газа.

Определить возможное наличие нефтяных недр позволят различные признаки и критерии. Сейсмическая разведка является одним из главных методов разведки нефти. Его суть заключается в использовании закономерностей распространения упругих волн в земной коре. Чтобы вызвать их, обычно производят взрыв. Суть метода заключается в том, что на границе пластов с разной плотностью колебания могут отражаться, возвращаясь к поверхности Земли, а могут продолжать свое движение к новой граничной поверхности. Отраженные сейсмические волны улавливают сейсмоприемниками и на основании полученных данных делаются выводы о структуре геологической среды.

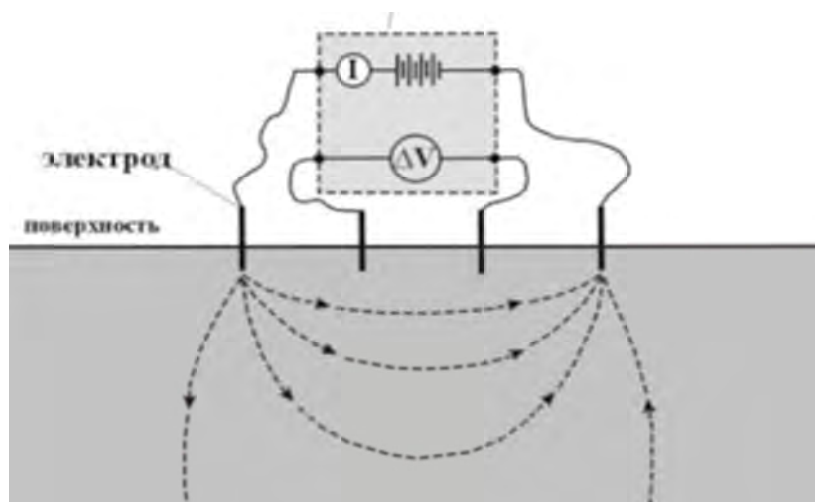


Рисунок 1. Прибор измерений сопротивлений

Электроразведка исследует аномалии в распределении электрических свойств под землей. Разные горные породы имеют различную электропроводность. Горные породы, насыщенные соленой минерализованной водой, способны хорошо проводить электрический ток, а породы-коллекторы, насыщенные нефтью, наоборот, обладают низкой электропроводностью. Высокое электрическое сопротивление наталкивает на наличие нефти или газа.

Гравиразведка основана на отношении силы тяжести на поверхности Земли и плотности горных пород. Нефтегазоносные пласты имеют меньшую плотность в сравнении с пластами, содержащими воду. Эта закономерность предполагает поиск мест с более низкой силой тяжести.

Радиометрический метод позволяет обнаружить зоны с разным уровнем радиоактивности. Для нефтеносных месторождений характерен пониженный радиационный фон.

В 2012 году компания «Газпром» первой в России применила технологию UniQ для трехмерных сейсмических наблюдений. В технологии UniQ используются точечные приемники, распределенные в исследуемой области, для регистрации сейсмических данных и получения данных высокой плотности. Эффективность технологии UniQ обусловлена использованием значительного количества источников и приемников сигнала. По мере увеличения количества датчиков плотность распределения увеличивается. Повышение плотности сейсмических данных позволяет детально проанализировать верхнюю часть разреза, которая почти недоступна стандартным методам. Кроме того, технология устраняет влияние остаточной вечной мерзлоты и получает изображение падающих границ коллектора. Главной особенностью UniQ является неограниченное количество активных каналов для передачи данных. В сравнении со стандартными методиками 3D по количеству каналов новая технология превосходит в несколько раз. На практике это означает, что сети источников и приемников сейсмических сигналов высокой плотности могут охватывать тысячи квадратных километров, при этом вся информация одновременно перемещается в центр обработки данных.

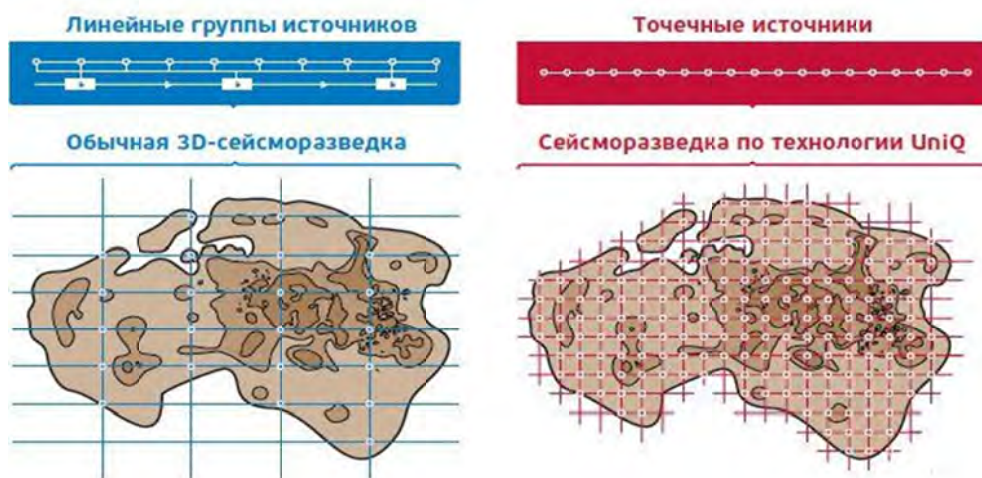


Рисунок 2. Сравнение 3D – сейсморазведки с технологией UniQ

В связи с большим количеством приемников технологии UniQ по сравнению с 3D – сейсморазведкой мы получаем более детальную картину верхней части разреза.

Следующим прорывом стало использование беспроводных технологий сначала в Курдистане, а затем и на месторождениях Западной Сибири. В связи с труднопроходимостью в этих регионах использование беспроводной радиотелеметрической системы сбора данных RT System 2 играет очень важную роль. RT System 2 содержит стандартные элементы наземной системы сейсморазведки: удаленно расположенные модули для высокоточного сбора данных; инфраструктуру для передачи сейсмических данных от распределенных модулей с использованием беспроводной телеметрии вместо кабелей; и централизованную компьютерную систему обработки информации для отображения, хранения и управления данными. В Сибири такой метод называют «зеленой сейсмикой». Этот метод не только позволяет собрать большой объем сейсмической информации, но и избавляет от необходимости вырубать деревья для прокладки кабелей в лесных массивах, тем самым сокращая время проведения работ и уменьшая негативное воздействие на окружающую среду.

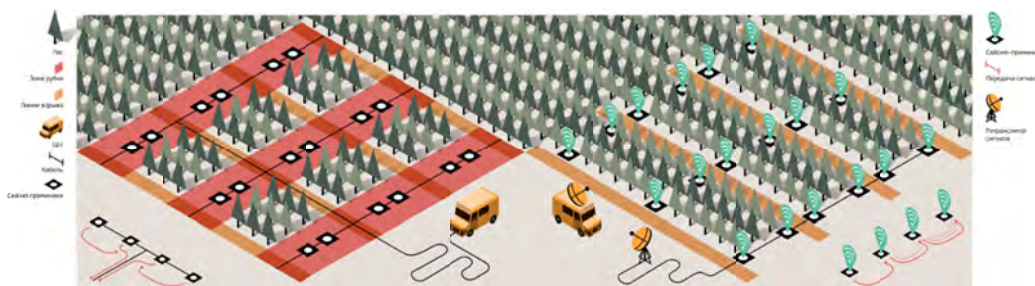


Рисунок 3. 3D модель

Гидроразрыв пласта (ГРП) уже давно стал стандартной процедурой при разработке запасов нефти для низкопроницаемых коллекторов. Закачка жидкости под высоким давлением в скважину позволяет образовываться трещинам в породе, улучшая тем самым поток нефти. Технология постоянно развивается, и уже сегодня специалисты научились прогнозировать конфигурацию трещин ГРП и контролировать их образование для достижения желаемого результата.

Компьютерный тренажер используется для расчета оптимальных параметров операции гидроразрыва пласта и моделирования самих трещин. Это особенно важно при работе с трудноизвлекаемыми запасами, таких как баженовская свита, где моделирование трещин является ключом к успешному проведению ГРП. На сегодняшний день существуют российские разработки, которые зарекомендовали себя как эффективные. Одна из них – симулятор «Кибер ГРП». С его помощью возможно

моделировать все основные физические процессы во время проведения гидроразрыва, а также интерпретировать получаемые со скважины данные. Эта программа подходит для решения множества задач, таких как проведение ГРП на традиционных и на трудноизвлекаемых запасах, на разных типах скважин. Уникальность разработки заключается в ее математических алгоритмах, которые позволяют с высокой точностью подбирать состав жидкости, нагнетаемой в пласт, так, чтобы получить трещины заданной конфигурации.

Российская технология не уступает импортным аналогам, а по некоторым параметрам превосходит их. Сравнительные испытания показали повышение точности воспроизведения трещин на 10-20%. Еще одно преимущество «Кибер ГРП» – это высокая скорость работы: для расчета одной скважины потребуется менее трех минут.

В сочетании с другими цифровыми инструментами «Газпром нефти» эта технология может повысить эффективность добычи нефти из низкопроницаемых пластов до 5%. В долгосрочной перспективе экономический эффект от внедрения этого цифрового инструмента оценивается в 4,8 млрд рублей дополнительной прибыли.

На основании этих данных можно сказать о том, что внедренные новые технологии значительно повышают эффективность методов геолого-разведочных работ в особенности для трудноизвлекаемых залежей нефти.

Был произведен анализ существующих методов геофизических исследований скважин. Также были приведены инновационные технологии по увеличению эффективности ГИС. Эти нововведения позволяют не только усовершенствовать процесс получения актуальной информации, но и сократить материальные и временные затраты без дополнительной нагрузки на окружающую среду.

Библиографический список

1. Померанц Л. И. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л. И. Померанц, М. Т. Бондаренко, Ю. А. Гулин. – Москва, Недра, 1981. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Померанц Л. И. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследований скважин / Л. И. Померанц, Д. В. Белоконь, В. Ф. Козяр. – Москва: Недра, 1985. – 271 с. – Текст : непосредственный.
3. Запивалов, Н. П. Инновационные технологии в разведке и разработке нефтегазовых месторождений на основе новой геологической парадигмы / Н. П. Запивалов. – Текст : непосредственный // Журнал Георесурсы. – 2014. – № 4-2. – С. 1-16.
4. Погребная И. А. Современные методы нефтеизвлечения в условиях Крайнего Севера: монография / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. Москва: Издательство Знание. – 2022. – 88 с. – Текст : непосредственный.

5. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст : непосредственный.

6. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.

INNOVATIVE METHODS OF GEOPHYSICAL RESEARCH OF WELLS

Authors: Pogrebnyaya I. A., Associate Professor, PhD, Belousova S. V. student, Tyumen Industrial University, Nizhnevartovsk.

Annotation. Oil fields are located on the earth's surface in the most uneven way. However, the presence of oil in a certain area does not mean that it will be easy to extract it. With the increasing complexity of the extraction of petroleum products, the importance of geological exploration also increases. First of all, it is necessary to conduct a number of studies and analyses. Specialists in this field collect information in various ways, compare them and build models of the studied area. The success of the mining company depends on the accuracy of the instruments and the interpretation of the information received.

Keywords: geophysical studies of wells.

УДК 553.98

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВСТРЕЧНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Гамидов К. З., студент

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье будут рассмотрены общие сведения о Встречном месторождении. Особое внимание будет уделено географической и геолого-геофизической изученности, а также стратиграфии, тектонике и запасам месторождения.

Ключевые слова: встречное месторождение, эксплуатационный объект, пласт, залежь, запасы углеводородов.

Встречное нефтяное месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайший населенный пункт, расположенный вблизи месторождения, г. Нефтеюганск [1].

Лицензия ХМН 16164 НЭ от 03.10.2016 г. выдана ПАО «НК «Роснефть» сроком до 31.12.2084 г. на геологическое изучение, поиск и добычу углеводородного сырья в пределах ЛУ. ООО «РН-Юганскнефтегаз» ока-

зывает ПАО «НК «Роснефть» операторские услуги по добыче нефти по агентскому договору.

В региональном плане месторождение, согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской геосинеклизы, расположено в зоне сочленения Сургутского свода и Юганской впадины – крупных структур I порядка разноименного знака [2].

Сургутский свод сложен рядом структур II порядка, имеющих форму валов и куполовидных поднятий. К их числу относится Пимский вал, Южно-Балыкское куполовидное поднятие и др. Юганская впадина – крупная отрицательная структура I порядка, разделяет Сургутский, Нижневартовский, Каймысовский своды и Верхне-Демьянский мегавал и имеет юго-восточное простираие. Промышленно-нефтеносными в пределах Встречного месторождения являются отложения пластов K1v (BC₁₁) сортымской свиты валанжинского яруса и J2tm (ЮС₂) тюменской свиты.

Нефтеносность подтверждена данными отбора керна, промыслово-геофизическими исследованиями и результатами испытания скважин.

В продуктивных пластах месторождения выделено три нефтяные залежи: одна в пласте BC₁₁ и две в пласте ЮС₂.

Основная залежь пласта BC₁₁ пластово-сводовая, залегает на глубине 2448 метров. Абсолютная отметка ВНК находится на глубине 2456 метров.

Залежь 1 пласта ЮС₂, которая находится в районе скважины 4044П, пластово-сводовая тектонически экранированная, залегает на глубине 3005 метров. Абсолютная отметка ВНК находится на глубине 3029 и 3056 метров.

Залежь 2 пласта ЮС₂, которая находится в районе скважины 12П, пластово-сводовая, залегает на глубине 3034 метров. Абсолютная отметка ВНК находится на глубине 3048 метров.

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Встречного месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пластов
встречного месторождения

Параметры	Пласты		
	BC ₁₁	ЮС ₂ , залежь 1 (район скв.4044П)	ЮС ₂ , залежь 2 (рай- он скв.12П)
Средняя глубина залегания, м	-2448	-3005	-3034
Тип залежи	Пластово-сводовый		
Абсолютная отметка ВНК, м	-2456	-3029, -3056	-3048
Тип коллектора	Терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	43506	42571	11601
Средняя общая толщина, м	20,8	45,3	57,7
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,6	4,5	2,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,17	0,14

Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.		0,79	
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.		0,79	
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,62	0,79	0,56
Проницаемость, мкм ²	0,040	0,001	0,001
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,59	0,18	0,19
Расчлененность, ед.	2,6	4,5	4,5

Запасы нефти и растворенного газа впервые рассмотрены и утверждены (протокол территориального агентства по недропользованию по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре № 95-04 совещания от 01-05.03.2005 по ОАО «НК ЮКОС» и приняты на государственный баланс по двум подсчетным объектам: пласт БС₁₁ и пласт ЮС₂. [3]

Утвержденные (Протокол Роснедр № 03-18/712-пр от 18.11.2016) геологические запасы нефти по пластам, категориям и месторождению в целом отражает таблица 2.

Таблица 2

Утвержденные геологические запасы Встречного месторождения

Объект	Запасы			
	геологические, тыс. т		извлекаемые, тыс. т	
Категория запасов	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂
Месторождение в целом	26419	12807	8106	3503
БС ₁₁	15912	3674	5521	1275
ЮС ₂	10507	9133	2585	2228

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

— Встречное месторождение имеет хорошее географическое расположение.

— Месторождение разведано не полностью, так как на месторождении присутствует категория запасов В.

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки Встречного месторождения: отчет о НИР / ООО РН-УфаНИПИнефть; рук. Шаяхметов Р. А. и др. – Уфа, 2014 г. – Текст : непосредственный.

2. Дополнение к технической схеме разработки Встречного нефтяного месторождения: отчет о НИР / ООО РН–УфаНИПИнефть. – Уфа, 2015 г. – Текст : непосредственный.

3. Протокол ГКЗ Роснедра от 18.11.2016 № № 03-18/712-пр Рассмотрение экспертного заключения ЭЗ № 331-16 оп от 27.09.2016 г. по пластам БС₁₁, ЮС₂ (тюменская свита) Встречного месторождения ПАО НК Роснефть. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Колев Ж. М., кандидат технических наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

GENERAL INFORMATION ABOUT VSTRUNCHNOY FIELD

Authors: Gamidov K. Z., student, kamran.gamidov.98@mail.ru

Research supervisor: Kolev Zh. M., candidate of technical sciences, associate professor, Industrial University of Tyumen.

Annotation: This article will consider general information about the Vstrechnoye field. Particular attention will be paid to the geographical and geological-geophysical knowledge, as well as stratigraphy, tectonics and reserves of the deposit.

Key words: Vstrechnoye field, production facility, reservoir, deposit, hydrocarbon reserves.

УДК 624.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИН С ВОЛНООБРАЗНЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В АНИЗОТРОПНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Грачев С. И., д. т. н., профессор, зав. каф. РЭНГМ,
Колев Ж. М., к. т. н., доцент каф. РЭНГМ,
Мамчистова Е. И., к. т. н., доцент каф. РЭНГМ,
Скарედнов А. А., аспирант каф. РЭНГМ,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Рогозина Т. В., геолог I категории геологической службы,
АО ПГО «Тюменьгеология» г. Тюмень

Аннотация. В статье рассмотрено сравнение производительности горизонтальной скважины и скважины с волнообразным синусоидальным окончанием по продуктивному стволу. Дано описание программного продукта, позволяющего вычислить дебит скважины произвольной траектории. Установлено, что для высокоанизотропных пластов скважина с вол-

нообразным окончанием работает с кратно большим дебитом, чем горизонтальная скважина той же длины.

Ключевые слова: скважина сложного профиля; продуктивность скважины; анизотропия пласта; вертикальная проницаемость, волнообразная скважина.

В настоящее время известны аналитические формулы для определения удельного дебита участков скважин с горизонтальным окончанием. А. С. Самойлов [1] изучает влияние увеличения длины ствола, открытого притоку на рост гидравлических потерь и снижение депрессии в сторону окончания горизонтального ствола. Для моделирования притока к скважине сложной геометрии необходимо разбить ствол скважины на множество прямолинейных участков (сегменты), представив каждый из них как линию стоков и вычислить их производительность с учетом интерференции со стороны остальных участков. Например, на месторождении Cosmopolitan в заливе Кука на Аляске вся система разработки состоит из скважин с волнообразной синусоидальной траекторией [2].

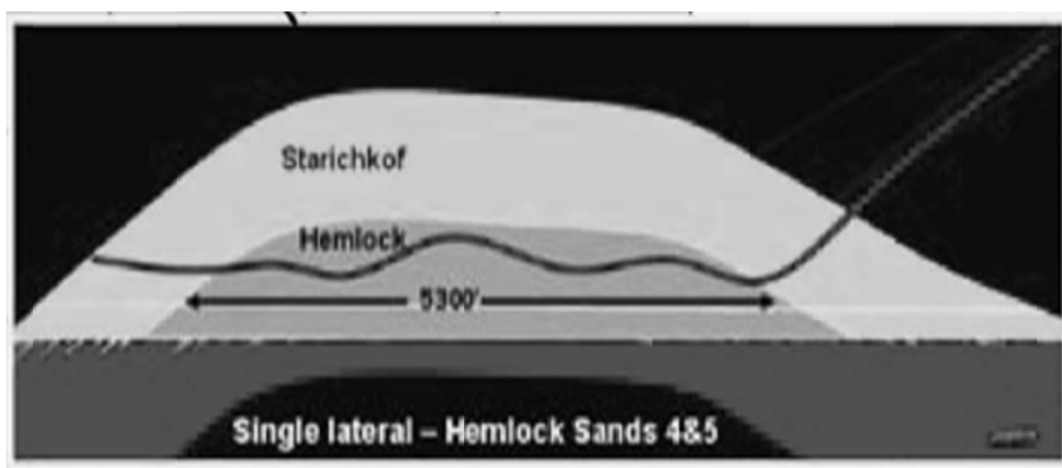


Рисунок 1. Структура месторождения Cosmopolitan на шельфе Аляске

Схема к решению задачи определения производительности волнообразной скважины представлена на рисунке 2.

Подробный вывод формул и описание математической модели, реализованной в программном продукте представлены в работах [3, 4]. Произведем расчет профилей притока к скважине с синусоидальной волнообразной траекторией по продуктивному пласту с двумя циклами синусоиды и сравним с профилем притока к горизонтальной скважине той же длины варьируя проницаемость в вертикальном направлении ($k_v=0,07, 0,3, 15$ мД). Примем следующие исходные данные для расчета.

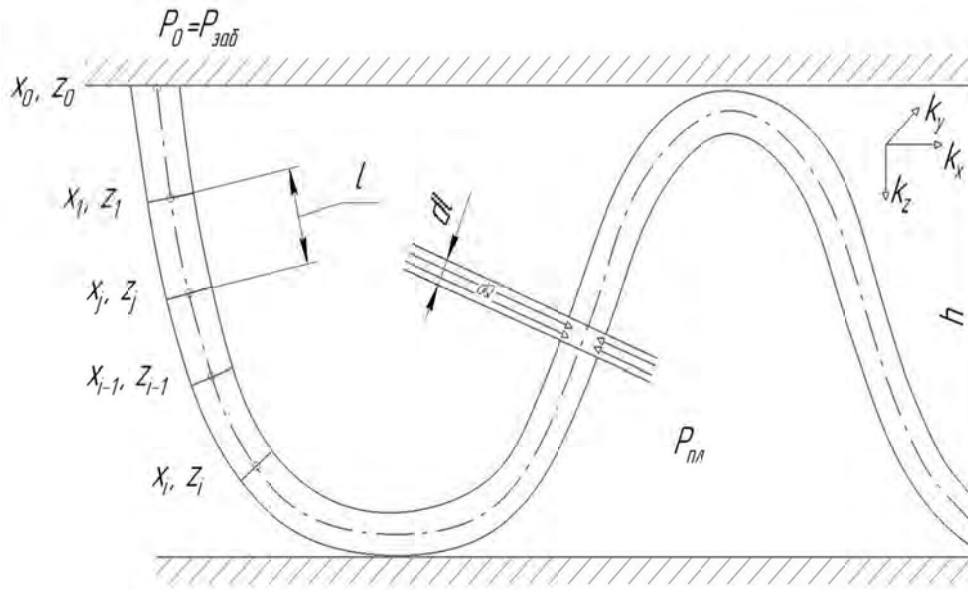


Рисунок 2. Представление траектории синусоидальной скважины в виде последовательности прямолинейных участков

Таблица 1

Исходные данные для расчета профилей притока при различной вертикальной проницаемости

Параметр	Обозначение	Значение	Размерность
Мощность пласта	h	45	м
Расстояние до контура питания	R_k	2000	м
Динамическая вязкость нефти	μ	5	сП
Горизонтальная проницаемость	$k_h = k_x = k_y$	$15 \cdot 10^{-15}$	мкм ²
Радиус скважины	r_c	0,12	М
Давление на контуре питания	p_k	150	бар
Забойное давление в точке входа в пласт	p_l	100	бар
Длина ствола по продуктивному пласту	L	20	м
Длина сегмента скважины	l	20	м
Количество слагаемых в ряде суммы	ε	200	ед.

В результате расчета получены следующие профили притока (рисунок 3). Для однородного пласта (отношение проницаемостей $k_h/k_v=1$) дебиты волнообразной и горизонтальной скважин одинаковой длины практически не различаются. Однако с увеличением анизотропии суммарный приток к скважине с волнообразной становится выше чем к горизонтальной.

Результаты расчета приведены в таблице 2.

Результаты расчета

Отношение проницаемостей, $\frac{k_h}{k_v}$	Дебит ГС, м ³ /сут	Дебит волн., м ³ /сут	$Q_{\text{волн.}}/Q_{\text{ГС}}$
1	154	151	0,98
5	83	82	0,99
15	57	63	1,11
50	34	52	1,3
215	17	45	2,65

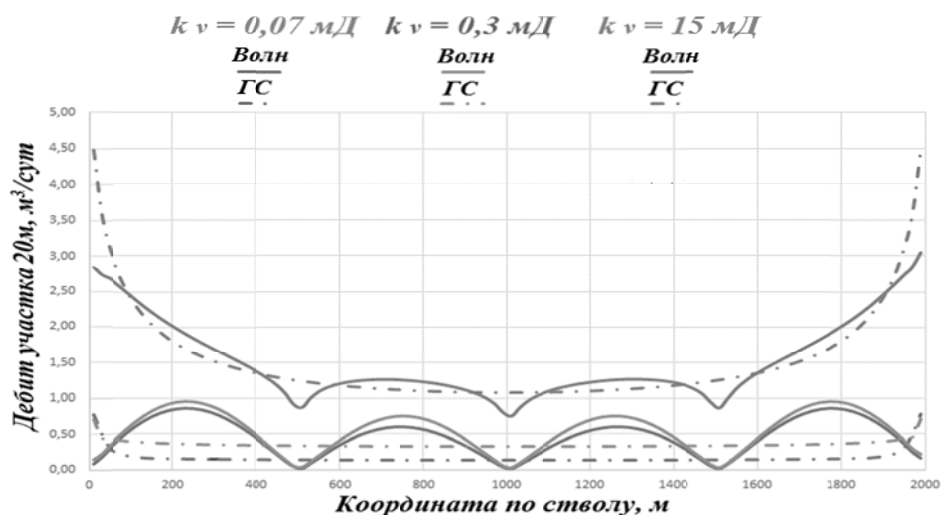


Рисунок 3. Профили притока к волнообразному и горизонтальному окончанию при различной вертикальной проницаемости

Рассмотрим, как изменится продуктивность волнообразной скважины одной и той же длины при различном количестве циклов синусоиды. Результаты расчета представлены на рисунке 4.

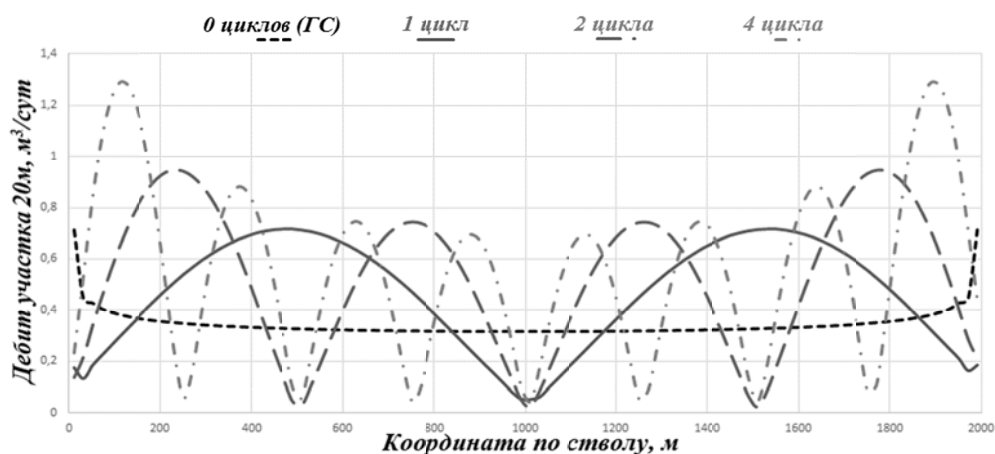


Рисунок 4. Профили притока к волнообразному и горизонтальному окончанию при различной вертикальной проницаемости

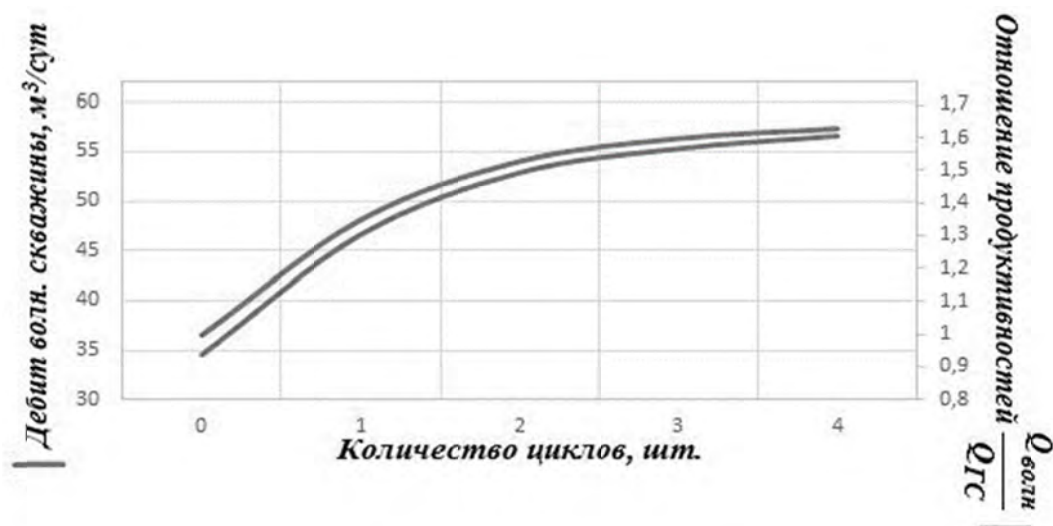


Рисунок 5. Зависимость отношения продуктивностей $Q_{волн}/Q_{ГС}$ от количества циклов волнообразного окончания

Из рисунков 4, 5 следует, что увеличение количества циклов синусоиды увеличивает и дебит скважины, но после количества цикла больше 2-х это увеличение незначительно. Следовательно, можно рекомендовать использование 2-х или 3-х циклов волнообразного окончания, как и на месторождении Cosmopolitan в заливе Кука.

Библиографический список

1. Грачев С. И. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: монография / С. И. Грачев, А. С. Самойлов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 144 с. – Текст : непосредственный.
2. Rungtip Kamkom. Modeling performance of horizontal, undulating, and multilateral wells, Ph. D. dissertation. – Texas A&M University, 2007.
3. Сохошко С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач. 25.00.17: дис. ... докт. техн. наук / С. К. Сохошко. – Тюмень, 2008. – 212 с. – Текст : непосредственный.
4. Сохошко С. К. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме / С. К. Сохошко, Ж. М. Колев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – Москва: ВНИИОЭНГ, – 2014. – № 3. – С. 33-40.

WELL-WELLS WITH A WAVE-SHAPED HORIZONTAL TERMINATION IN THE ANISOTROPIC RESERVOIR

Authors: Grachev S. I., Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department RENGМ, Industrial University of Tyumen, grachevsi@tyuiu.ru;

Kolev Zh. M., Ph. D., Associate Professor of the Department RENGМ, Industrial University of Tyumen, kolevzm@tyuiu.ru;

Mamchistova E. I., Ph. D., Associate Professor of the Department RENGМ, Industrial University of Tyumen, mamchistovaei@tyuiu.ru;

Skarednov A. A, undergraduate Tyumen Industrial University, Tyumen, skarednov_a@mail.ru;

Rogozina T. V., geologist of the 1st category of the geological service JSC PGO "Tyumengeologia", Tyumen, atv.tanya@bk.ru.

Abstract: The article considers a comparison of the productivity of a horizontal well and a well with an undulating sinusoidal termination along a productive wellbore. A description of the software product is given, which makes it possible to calculate the flow rate of a well of an arbitrary trajectory. It has been established that for highly anisotropic formations, a well with an undulating ending operates with a multiple greater flow rate than a horizontal well of the same length.

Key words: Well of complex profile; well productivity; reservoir anisotropy; vertical permeability, undulating well.

УДК 553.98

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НОВОПОРТОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Даутов М. М., студент

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье будут рассмотрены общие сведения, географическая и геолого-геофизическая изученность, а также стратиграфия, тектоника и запасы Новопортовского месторождения.

Ключевые слова: новопортовское месторождение, эксплуатационный объект, пласт, залежь, запасы углеводородов.

В административном отношении Новопортовское месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области (Рисунок 1). Ближайшие населенные пункты: пос. Новый Порт находится – в 15 км к юго-востоку и пос. Тарко-Сале – в 25 км севернее месторождения [1].

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Южно-Ямальском нефтегазоносном районе Ямальской нефтегазоносной области, занимает особое положение среди остальных газовых и газоконденсатно-нефтяных месторождений Севера Тюменской области. Месторождение открыто (конец декабря 1964 г.) почти одновременно с первыми газовыми месторождениями (Северо-Тазовским, Тазовским, Заполярным, Уренгойским, Губкинским, Комсомольским и другими). Разведка его затянулась на длительное

время и введено в опытно-промышленную разработку только в 2012 г. Связано это, в основном, с довольно сложным геологическим строением, удаленностью месторождения от развитой промышленной инфраструктуры [2].

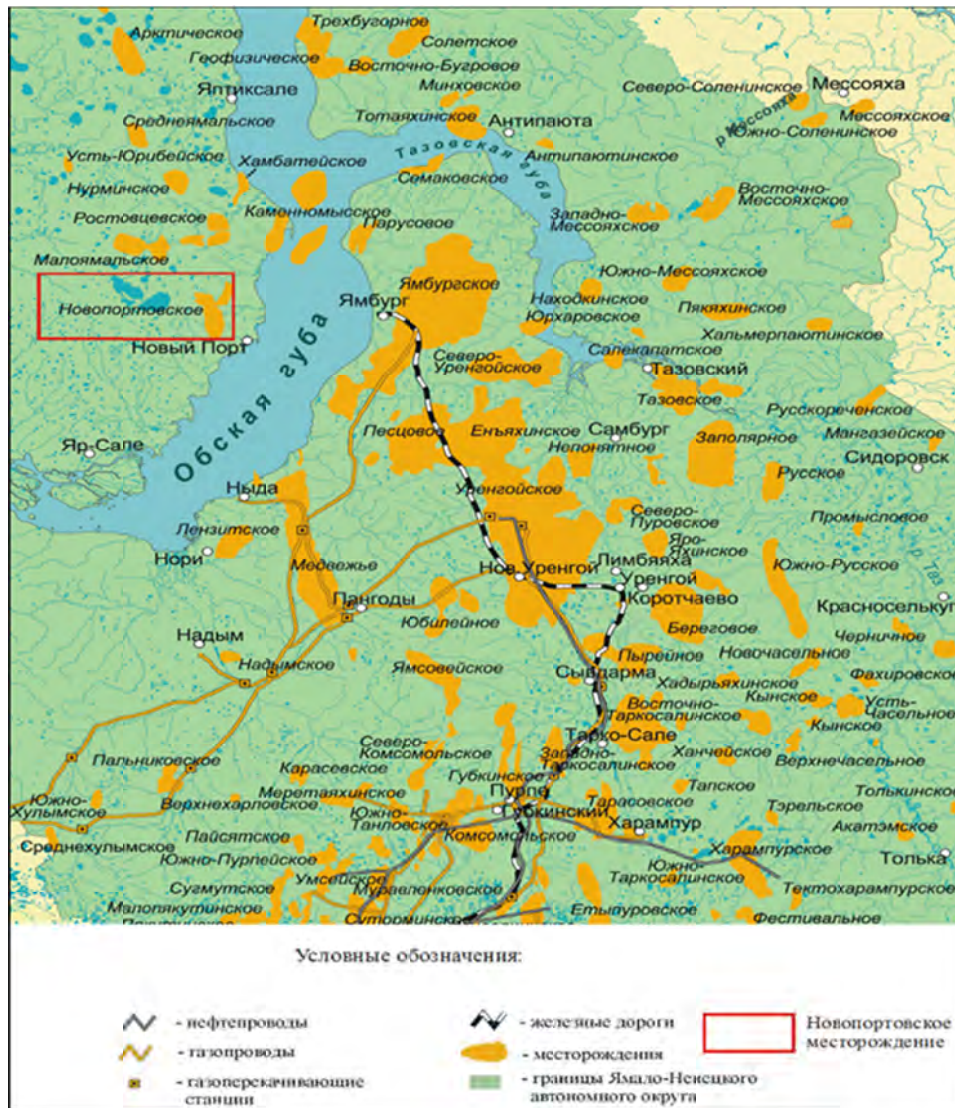


Рисунок 1. Обзорная схема района работ

Залежи углеводородов открыты в карбонатных толщах палеозоя, в юрских образованиях (пласты Ю₁₁, Ю₂₋₆), в осадках мелового возраста (пласты НП₁₋₈, БЯ₂₂₋₂₄, ТП₁₋₄, ХМ₁₋₃, ПК₁). По характеру насыщения выявлены залежи, в основном, двух типов: газовые и нефтегазоконденсатные. Распределение залежей в разрезе весьма неравномерное по глубине и запасам. Условно можно выделить 3 этажа нефтегазоносности. Верхний этаж включает в себя газоконденсатные залежи в пластах ПК₁, ХМ₁, ХМ₃ и ТП₀ и одну газонефтяную в пластах группы ТП₁₋₄. Подавляющая часть УВ сосредоточена в залежах пластов нижнемелового возраста, имеющих черты клиноформного строения (группа НП-БЯ) и песчаных пластах тюменской

свиты (пласты группы Ю₂₋₆). Всего на Новопортовском месторождении установлено 38 залежей. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в пластах группы Ю₂₋₆, а также в пластах НП₂₋₃ и НП₄.

По состоянию на 01.01.2019 г. на Новопортовском месторождении в пределах лицензионного участка пробурено 353 скважины, из них 117 поисково-разведочных.

Пласт ПК₁ приурочен к кровельной части марресалинской свиты сеномана; пласты ХМ₁ и ХМ₃ – относятся к яронгской свите альба; ТП₀, ТП₁₋₄ – к танопчинской свите (аптской части).

К новопортовской серии ахской свиты берриас-валанжина относится наибольшее количество выделенных подсчетных объектов: НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹ и НП₅², НП₇, НП₈ и пласты группы БЯ: БЯ₂₂, БЯ₂₃ и БЯ₂₄. В среднеюрских отложениях (тюменская свита байос-бата) выделены продуктивные пласты, объединенные в один подсчетный объект Ю₂₋₆. К нижней юре (джангодская свита) относятся пласты Ю₁₁¹, Ю₁₁² и Ю₁₁³.

При корреляции сеноманских, апт-альбских отложений маркирующей границей служит кровля покурской свиты. Для пластов группы НП и Ю₂₋₆ (новопортовской и тюменской свит) маркирующей границей служит хорошо коррелируемая кровля тюменской свиты, стратиграфически совпадающая с продуктивным пластом Ю₂.

Согласно «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», по величине извлекаемых запасов нефти Новопортовское месторождение относится к крупным, а по геологическому строению – к очень сложным.

На Государственном балансе на 01.01.2019 г. по Новопортовскому месторождению числятся начальные запасы:

— Нефти по категории В₁: геологические – 635 939 тыс. т, извлекаемые – 204 138 тыс. т, по категории В₂: геологические – 87 033 тыс. т, извлекаемые – 29 366 тыс. т;

— Растворенного газа по категории В₁ – 19 807 млн м³, по категории В₂ – 2 608 млн м³;

— Свободного газа и газа газовых шапок по категории В₁ – 274 383 млн м³, по категории В₂ – 33 363 млн м³;

— Конденсата по категории В₁: геологические – 22 777 тыс. т, извлекаемые – 17 066 тыс. т, по категории В₂: геологические – 2 035 тыс. т, извлекаемые – 1 583 тыс. т.

Отметим, что запасы газа и конденсата, числящиеся на госбалансе по палеозойским отложениям в ПЗ 2011 г. не пересчитывались, ввиду отсутствия надежной геолого-геофизической информации и условной оценке всех подсчетных параметров залежи [2].

При этом геологические запасы свободного газа в палеозойских отложениях составили 25 731 млн м³ по категории В₁, и 24 213 млн м³ по категории В₂; геологические / извлекаемые запасы конденсата – 1 149/919 тыс. т по категории В₁ и 1 081/865 тыс. т по категории В₂.

В 2017 г. проведена переоценка запасов нефти, газа и конденсата (по результатам бурения эксплуатационных скважин 2012-2017 гг.) по пластам НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, Ю₂₋₆ Новопортовского месторождения объемным методом.

В 2019 г. проведена переоценка запасов нефти, газа и конденсата (по результатам бурения эксплуатационных скважин 2017-2018 гг.) по пластам НП₄, НП₇ Новопортовского месторождения объемным методом.

Таким образом, можно сделать следующие выводы о месторождении:

Новопортовское нефтегазоконденсатное открыто в 1964 г. В промышленную разработку введено в 2014 г.

По состоянию на 01.01.2019 г. на балансе предприятия числится 259 скважин.

Нефтегазоносность месторождения установлена в 20 пластах: ПК₁, ХМ₁, ХМ₃, ТП₀, ТП₁₋₄, НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₅², НП₇, НП₈, БЯ₂₂, БЯ₂₃, БЯ₂₄, Ю₂₋₆, Ю₁₁¹, Ю₁₁², Ю₁₁³, Pz.

Запасы углеводородного сырья прошли апробацию в ГКЗ Роснедра в 2011 г. (протокол № 2536-дсп от 22.07.2011 г.). По пластам НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, Ю₂₋₆ (являющимся основными объектами разработки) в 2017 г. выполнен оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата. По остальным продуктивным пластам Новопортовского месторождения выполнена актуализация границ категорий запасов. В 2019 г., по результатам реализации программы буровых работ, по пластам НП₂₋₃, НП₄, НП₇ выполнен оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата.

Библиографический список

1. Дополнение к технологической схеме разработки Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, договор № ГНЯ 19/10135/00829/P/9-02 от 21.05.2019 г. лицензия СЛХ 16046 НЭ. – Текст : непосредственный.

2. Подсчет запасов углеводородов (включая ТЭО КИН) Новопортовского месторождения, 2011 г., протокол ГКЗ Роснедра № 2536-дсп от 22.07.2011 г. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Левитина Е. Е., к. т. н, доцент, Тюменский индустриальный университет.

GENERAL INFORMATION ABOUT THE NOVOPORTOVSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Authors: Dautov M. M., student, mak.dautov@yandex.ru

Research supervisor: Levitina E. E., PhD, associate professor, Industrial University of Tyumen.

Annotation: This article will consider general information, geographical and geological-geophysical knowledge, as well as stratigraphy, tectonics and reserves of the Novoportovskoye field.

Key words: Novoportovskoye field, production facility, reservoir, deposit, hydrocarbon reserves.

УДК 553.981

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА СБНГКМ

Жистовская Ю. А., студент
МПТИ (ф) СВФУ им. Аммосова, в г. Мирный

Аннотация. В работе проанализирована гидродинамическая модель для анализа показателей разработки Ботуобинского горизонта СБНГКМ для обеспечения максимальной рентабельной добычи в долгосрочной перспективе на протяжении всей оставшейся части его жизненного цикла.

Ключевые слова: СБНГКМ, Ботуобинский горизонт, гидродинамическая модель, обводнение, прогноз разработки, месторождение.

Для большинства месторождений Восточно-Сибирской НГП, характеризующих высокой степенью изученности, актуальной задачей является анализ геолого-геофизической и промысловой информации с использованием новых технологий. Самый эффективный способ достижения принятых успешных решений по разработке лежит такое понимание как, построение и использование компьютерной модели месторождения. Главным результатом такого анализа являются достоверные геолого-технологические модели, на основе которых можно принимать решения по дальнейшему изучению и оптимизации разработки месторождений.

Применение подробных гидродинамических моделей позволит на стадиях гидродинамического моделирования решить такие вопросы как:

- наметить количество и оптимальное размещение скважин для бурения;
- назначить оптимальные режимы работы скважин;
- выбрать правильную систему разработки;
- спрогнозировать разработку месторождения.

Для анализа прогноза разработки использовалась адаптированная гидродинамическая модель СБНГКМ (рисунок 1), которая показывает более схожие результаты показателей разработки с фактическими данными месторождения.

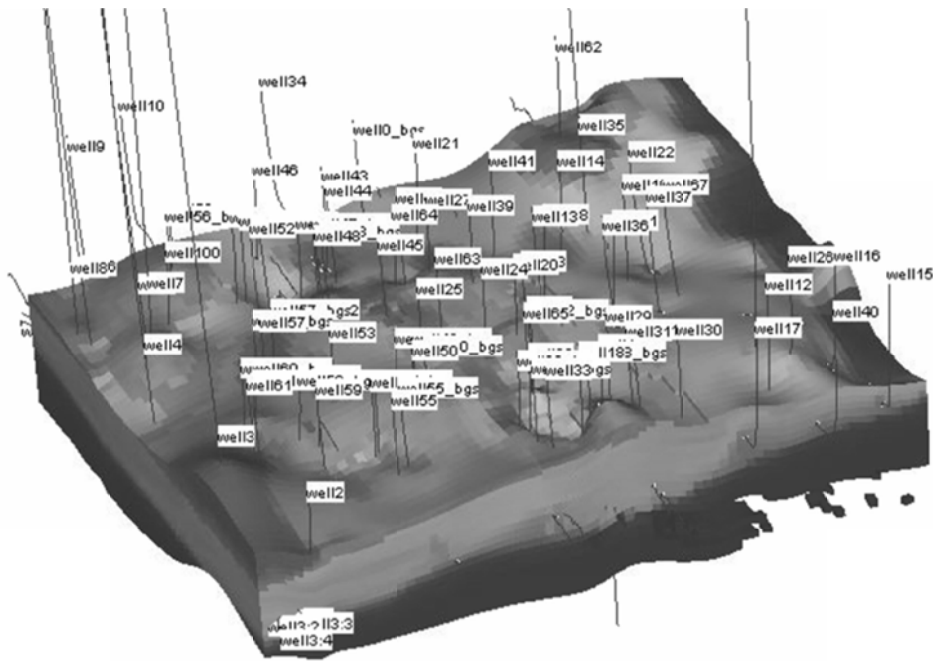


Рисунок 1. Гидродинамическая модель СБНГКМ

Данная модель пласта содержит 74 добывающие и 18 нагнетательных скважин. Для построения данной модели требуются такие основные секции как, GRID, FLUI, а также параметры Бт пласта (таблица 1).

Таблица 1

Исходные данные для построения модели пласта

GRID секция	
Количество ячеек в направлении	x = 76; y = 50; z = 20
Всего активных ячеек	62784
Средний размер ячейки	90м x 40м x 0,2м
FLUI секция	
Плотность нефти в стандартных условиях	864,236 кг/м ³
Плотность воды в стандартных условиях	1280 кг/м ³
Плотность газа в стандартных условиях	0,8218 кг/м ³
Средняя глубина залегания	1900 м
Параметры Бт пласта	
Тип коллектора	Терригенный
Нефтенасыщенность	79 %
Начальное пластовое давление	14 МПа
Газосодержание	91 м ³ /т
Пористость	14 %
Начальная пластовая температура	12 °С

Секция GRID используется для описания гидродинамической сетки и свойств пород. В секции GRID задаются:

- Геометрия модели и основные свойства породы;
- Размеры и глубины ячеек сетки;
- Пористость и песчанность для каждой ячейки и т. д.

Ключевое слово SPEC используется для определения размера и типа сетки. Оно используется в качестве альтернативного ключевого слова для SIZE, совместимого с выводом из некоторых пакетов генерации сетки.

Секция FLUI используется для определения свойств пластовых флюидов. Секция описания флюида начинается с ключевого слова FLUId. Для моделей black-oil используется опция BLACK, и опция EOS для композиционного моделирования.

Ключевое слово Density используется для определения основных данных о свойствах жидкости. Плотность состоит из трех обязательных аргументов, которые должны быть введены последовательно в отдельной строке под самими ключевыми словами Density.

В данной работе были проанализированы показатели разработки Ботубинского горизонта начиная с 2006-2021 года (рисунок 2-3) такие как:

- Среднее пластовое давление;
- Дебит нефти на месторождении;
- Обводненность;
- Дебит воды.

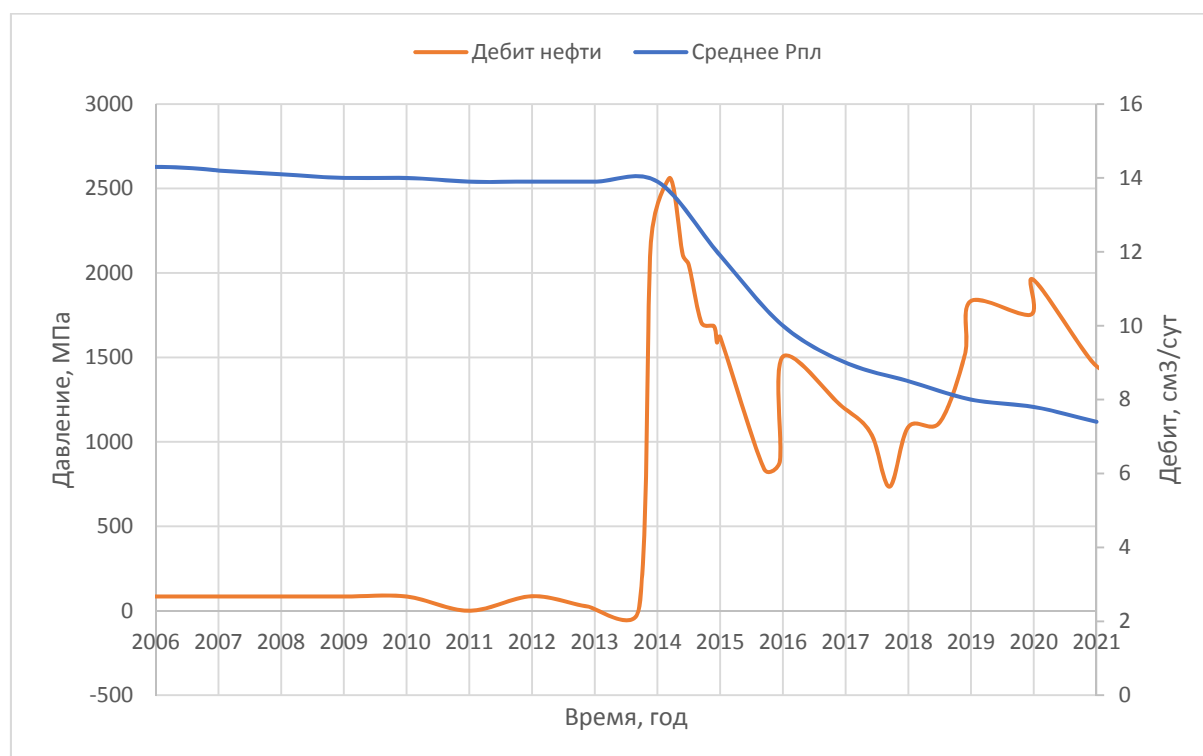


Рисунок 2. Показатели среднего пластового давления и дебита нефти

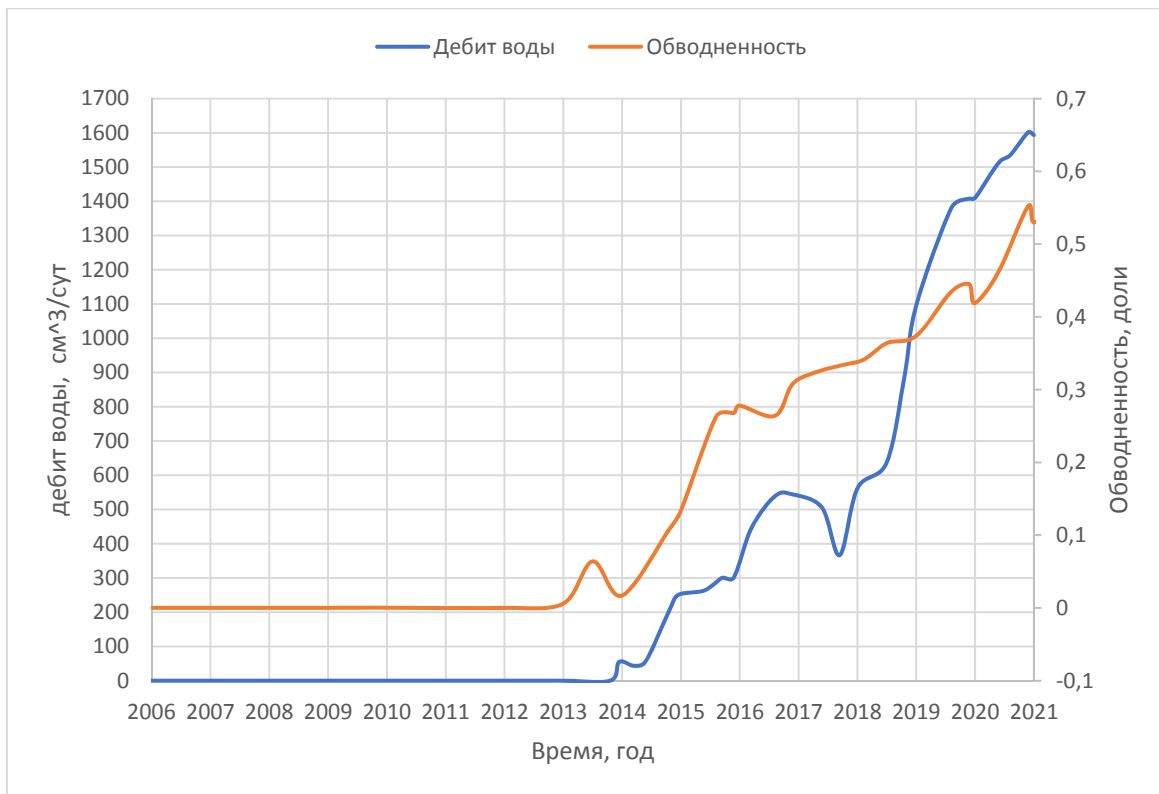


Рисунок 3. Показатели обводненности и дебита воды

Так же были сделаны расчеты по показателям, чтобы сравнить показатели по модели и по расчетам (рисунок 4-7).

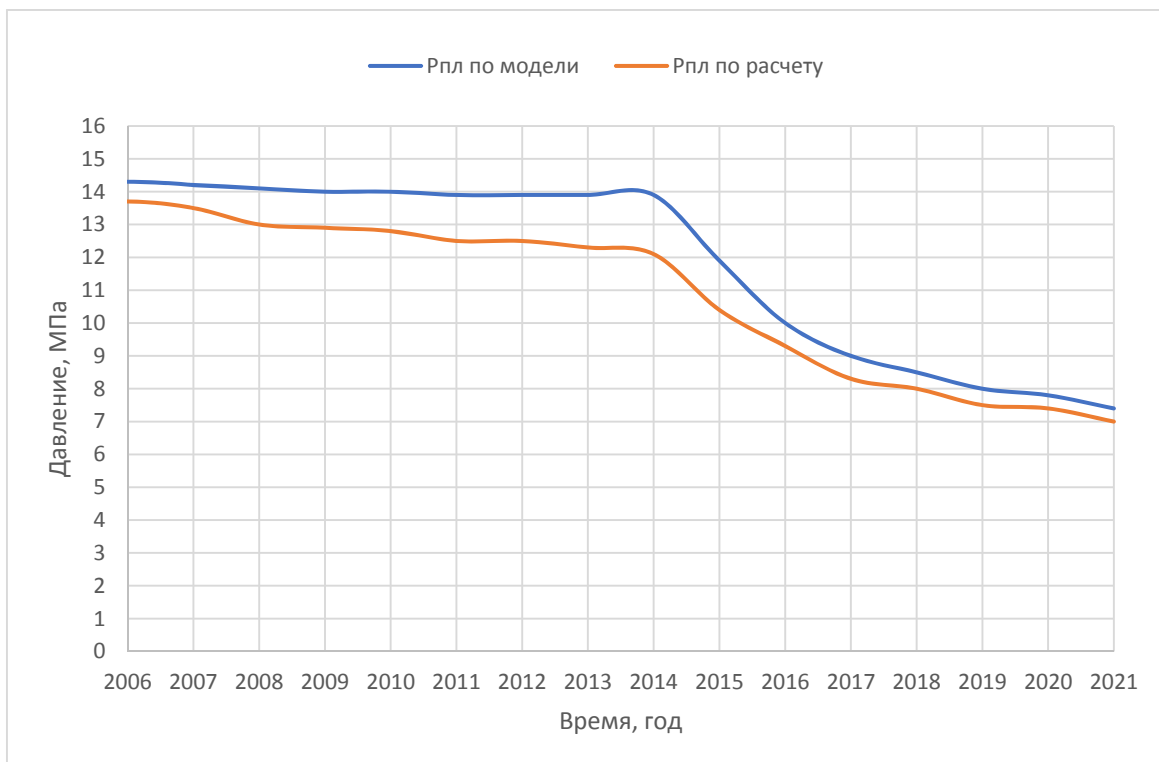


Рисунок 4. Сравнительные показатели пластового давления

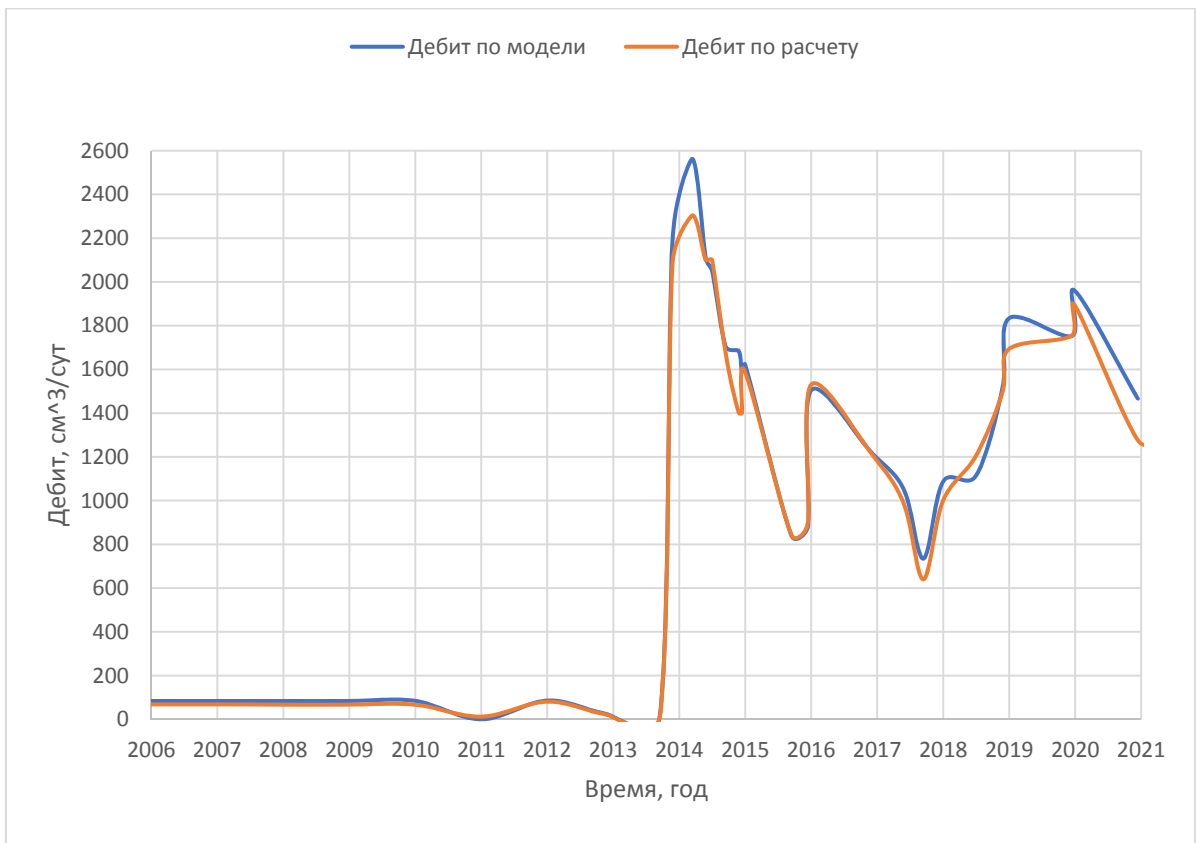


Рисунок 5. Сравнительные показатели дебита нефти

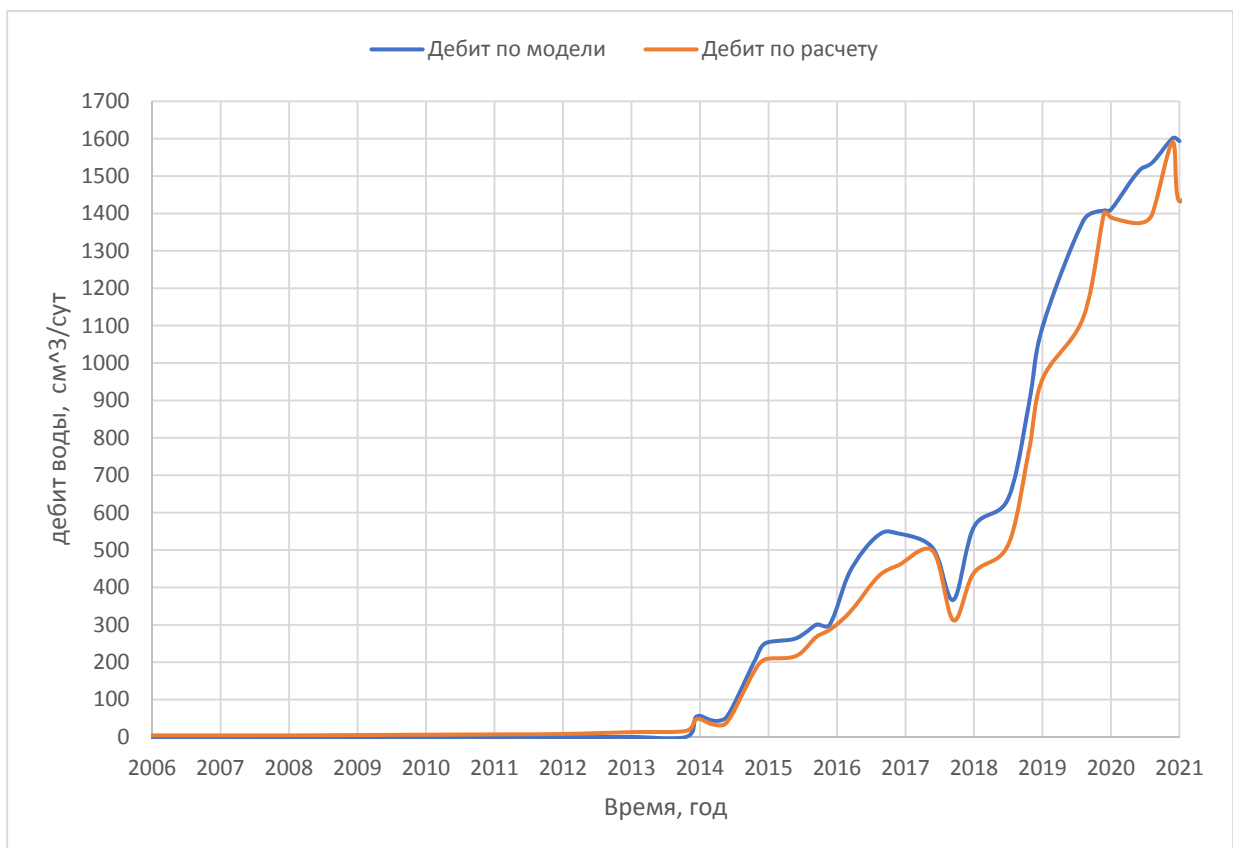


Рисунок 6. Сравнительные показатели дебита воды

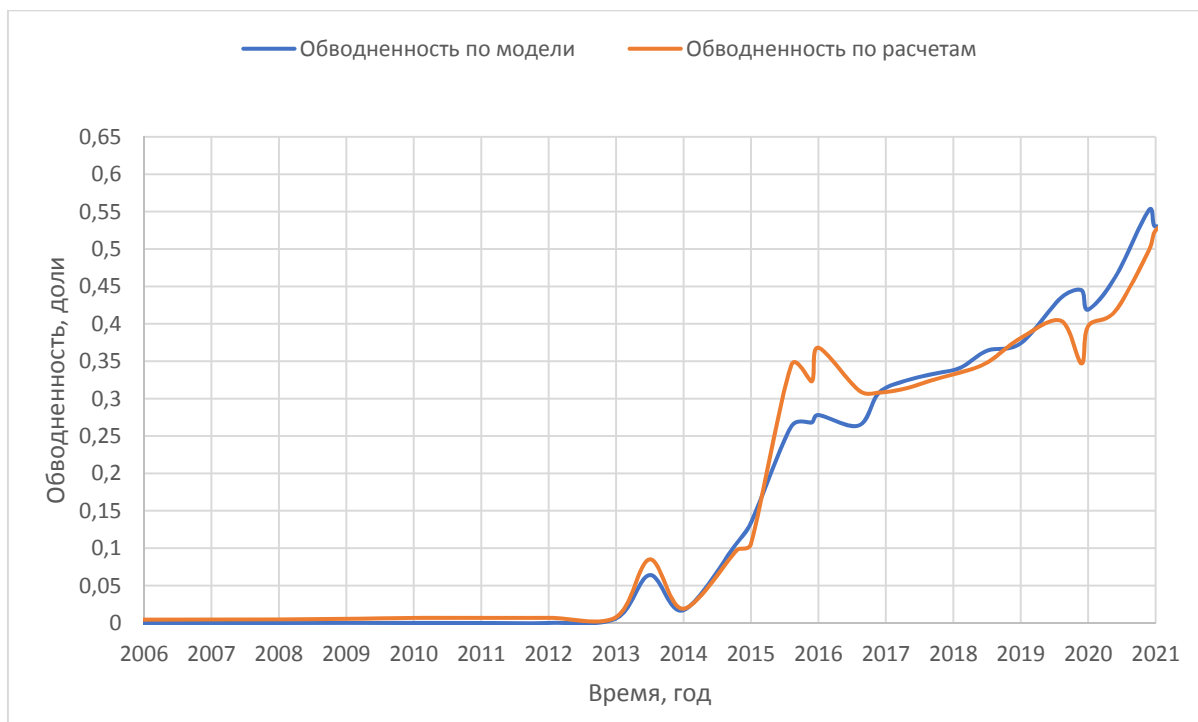


Рисунок 7. Сравнительные показатели обводненности

Исходя из полученных результатов видно, что показатель пластового давления значительно снижается с 2014 года и составляет 14 МПа, а также дебит воды начинает расти, который составляет 100 т/сут, вследствие этого начинает расти обводненность из-за прорыва пластовой воды в скважину с 2014 года и до конца 2021 года увеличилась на 55 %.

Из приведенного анализа можно сделать вывод, что уменьшить прорыв воды в скважины можно методом водоизоляционных работ, например, создание водоизоляционного искусственного экрана, а также перевести добывающие скважины в нагнетательные, чтобы соответственно уменьшить прорыв воды в скважины.

Библиографический список

1. Мамедов Т. М. Метод построения геолого-гидродинамических моделей на основе детального выделения литотипов и зависимостей петрофизических параметров от эффективной пористости / Т. М. Мамедов, Д. Н. Левин. – Текст : непосредственный. – Научно-технический вестник ОАО НК Роснефть. – 2010. – № 1. – с. 15-19.

2. Диагностика источников водопритока и перспективы технологий ограничения прорыва воды в скважины / И. И. Краснов, Е. В. Ваганова, Е. И. Инкина[и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2019. – Т. 3. – №1. – С. 20-34.

3. Катанова Р. К. Исследование влияния геолого-физических факторов на показатели разработки Средневиллюйского месторождения /

Р. К. Катанова, Е. И. Инякина. – Текст : непосредственный. // Академический журнал Западной Сибири. – 2019. – Т. 16. – № 6 (89). – С. 22-25.

Научный руководитель: Добролюбова Р. К., старший преподаватель базовой кафедры НГД, МПТИ (ф) СВФУ им. Аммосова, в г. Мирный.

ANALYSIS OF A HYDRODYNAMIC MODEL FOR THE FORECAST OF THE DEVELOPMENT OF THE BOTUOBA HORIZON OF THE SBOGKM

Author: Zhistovskaya J. A., student, uliak8547@gmail.com

Research supervisor: Dobrolyubova R. K., senior lecturer.

Abstract: The purpose of this work is to analyze a hydrodynamic model to predict the development of the Botuobinsky horizon of the SBOGKM to ensure maximum cost-effective production in the long term throughout the rest of its life cycle.

Key words: SBOGKM, Botuobinsky horizon, hydrodynamic model, watering, development forecast, field.

УДК 35.316

ЗНАЧИМОСТЬ СОЦИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗОВ В МНОГОПОЛЯРНОМ МИРЕ

Казаринов Ю. И., канд. техн. наук, доцент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье современный технический университет рассматривается как корпорация социальной ответственности (КСО). Кратко описаны принципы, определяющие вузы как КСО. Отмечены проблемы, стоящие перед вузом в переходной период трансформации мирового сообщества в многополярный мир.

Ключевые слова: многополярный мир, социокультурная миссия университета в регионе, противоречия, социальная ответственность вуза, корпоративная социальная ответственность.

Многополярный мир – это система международных отношений, в которых нет одного единственного и безусловного по своей мощи и влиянию участника. Иными словами, ни одна страна не формирует монополию на принятие тех или иных решений в международной политике. Это означает, что имеется сразу несколько "центров сил", которые и создают определённую повестку дня.

Последние несколько лет под давлением таких факторов, как усиление спроса на специалистов со стороны экономик, утрата странами Запада

очевидного образовательного преимущества и роста конкуренции со стороны новых азиатских экономик, активизировался процесс глобализации высшего образования [1].

В российской и зарубежной научной литературе этот вопрос активно исследуется в нескольких направлениях: социологами и специалистами в области менеджмента высшего образования, экономистами, занимающимися проблемами качества и роста эффективности международного образования, исследователями национальных инновационных систем; учеными, специализирующимися на анализе моделей университетов [2].

Наряду с появлением новых направлений и форм глобализации высшего образования углубляются противоречия между "центрами сил": западными странами (странами НАТО) с одной стороны и набирающими экономическую и военную мощь Россией и Китаем, с другой стороны. Глобализацию можно понимать, как процесс сближения, усиления взаимосвязи, взаимозависимости и открытости современного мира и в то же время раздробленности, локальности. Под ее действие попадают социальные системы, институты и связи, что говорит о непосредственном влиянии данного процесса на высшее образование, так как оно в большей степени, чем другие виды образования, интегрировано в систему мирохозяйственных, политических и культурных связей.

Кроме того, высшее образование – это фундаментальная основа общества, определяющая уровень его активности и конкурентоспособности. Высшее образование как социокультурное явление в мировом масштабе в условиях глобализации находится на переломном этапе своего развития.

Университеты создают и распределяют знания – это их фундаментальная, проверенная временем миссия. Таким образом, они вносят свой вклад в общество жизненно важными и сложными способами.

Именно через университеты выпускники могут быть оснащены знаниями, навыками и заботой для решения целого ряда социальных, экономических и научных проблем: энергетического кризиса, воздействия изменения климата, отсутствия продовольственной безопасности, здравоохранения и поиска устойчивых альтернатив во всех секторах экономики.

Для университетов существует требование внести свой вклад в продвижение КСО, в результате чего выпускники имеют достаточное познание и хорошее отношение к КСО.

Кроме того, у университетов есть социальная ответственность, которую можно назвать «Университетская социальная ответственность (USR: university social responsibility)». USR, понимаемая как «политика этического качества для работы университетского сообщества (студентов, преподавателей и административного персонала) посредством ответственного управления образовательными, когнитивными, трудовыми и экологическими воздействиями, которые университет генерирует, в совместном диалоге с обществом для содействия устойчивому развитию», представляет собой возможность переосмыс-

лить и проанализировать роль университета. Университеты ведут себя как крупные корпорации и демонстрируют ответственность перед заинтересованными сторонами и обществом в целом. Внедрение КСО в вузе требует системного, методического и стратегического подхода, для всей организации.

Образование не должно регулироваться исключительно рыночным спросом; не менее важно учитывать долгосрочные потребности общества. Вот почему университеты в РФ должны двигаться вперед в определении наиболее актуальных путей для участия и инициатив в области социальной ответственности. Понимание установки КСО, выпускникам легче внедрять базовые принципы КСО в организации, в которой они будут работать в будущем.

На наши высшие учебные заведения ложится ответственность за надзор за развитием и инновациями в новых технологиях. Эти технологии могут дать ответ на некоторые из текущих глобальных проблем в мире, но для этого потребуется, чтобы студенты были оснащены соответствующими этическими и предпринимательскими навыками. КСО должна быть обязательным предметом в каждом российском вузе, преподаваемом качественно и интересно. Благодаря такому подходу появится новое поколение профессионалов в разных областях.

Для технических вузов РФ необходима деятельность по формированию корпоративной культуры в РФ в соответствии с этическими ценностями и высочайшими стандартами КСО в рамках общей бизнес-стратегии развития современных предприятий посредством образовательных программ, тренингов и их методического обеспечения; проведения проблемных семинаров и тренингов, адаптированных к реальным условиям ведения бизнеса в РФ.

Необходимо улучшить взаимодействие и связи технического университета с управлением бизнес-сектором. Надо найти пути повышения практической ценности знаний и навыков, полученных студентами вузов с точки зрения реального сектора экономики, собрав все заинтересованные стороны вместе, чтобы обсудить на открытом форуме потребности технических университетов, студентов и работодателей университетов РФ и помочь разработать путь будущих реформ через этот диалог.

Цель состоит в том, чтобы способствовать диалогу с деловым сектором путем инициирования дискуссии между группами выпускников и факультетами. Через ассоциации выпускников факультеты могут получить информацию для планирования своей учебной программы о навыках, которыми работодатели ожидают от недавних выпускников. Российским университетам необходимо обеспечить эффективный обмен информацией между всеми заинтересованными сторонами (университетами с сообществом, промышленностью и правительствами).

В свою очередь, техническим университетам необходимо оперативно реагировать на меняющуюся экономику и технологии и предоставлять специалистов, обладающих профессиональными знаниями и навыками,

чтобы добиться успеха в новой среде, которая требует от выпускников все большего. Продвигая практики устойчивого развития в управлении своим кампусом, университеты могут продемонстрировать свою приверженность социальной ответственности.

Подытоживая вышеприведенное, можно утверждать, что КСО – это вызов для университетов. Университетская социальная ответственность (УСО) имеет специфическое содержание в функции конкретного контекста, в который вставляется университетское учреждение и в рамки сложных проблем, но исторически и социально определенных. Некоторая смесь идей, присущих КСО, и более старых идей высшего образования как социального блага может быть использована для продвижения и направления более последовательной, убедительной стратегии дальнейшего образования в РФ.

Поскольку университеты готовят будущих лидеров и лиц, принимающих решения, они обязаны обеспечить, чтобы их студенты стали социально ответственными гражданами.

Российские университеты должны противостоять волне коммерциализации и коммодитизации. Реагирование на краткосрочные требования рынка не должно быть их единственной миссией – они также несут ответственность за удовлетворение долгосрочных потребностей общества.

Чтобы обеспечить общество выпускниками с нужными навыками, необходимыми для рынка труда, университеты должны обеспечить этическую базу знаний, отвечающую социальным потребностям. Концепции этики и социальной ответственности должны быть введены повсеместно в процесс преподавания и обучения.

В многополярном мире усилится конкуренция, как между странами, так и между университетами. Развитие инновационных технологий будет доминирующей стратегией и фактором в конкурентной борьбе «центров сил». На технические вузы и научные лаборатории ляжет основное бремя в гонке технологий, которые будут определять положение стран в мировом рейтинге. Болонская система подготовки в российских вузах показала свою неэффективность. Советская система подготовки инженеров была более прогрессивной и одной из лучших в свое время [3]. Необходимо вернуть проверенную десятилетиями советскую подготовку инженеров для организации научных прорывов в важнейших отраслях народного хозяйства страны.

Базовые принципы этики и социальной ответственности должны быть введены повсеместно в процесс преподавания и обучения в технических вузах, являющиеся внутренним стержнем, удерживающие невидимыми нитями все сферы деятельности организаций и страны [4].

Библиографический список

1. Исследовательские университеты в США: механизм интеграции науки и образования / В. Б. Супян, Г. Б. Кочетков, Э. Ю. Каверина [и др.];

под ред. В. Б. Супяна. – Москва: Магистр. – 2009. – 399 с. – Текст : непосредственный.

2. Левина Е. Ю. Модели управления высшим образованием: кросс-культурный страновой анализ / Е. Ю. Левина. – Текст : непосредственный // Казанский педагогический журнал. – 2017. – № 1. – С. 36-45.

3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксёнова, С. В. Колесник [и др.]; отв. редактор Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 248 с. – Текст: непосредственный.

4. Савельева Н. Н. Подготовка будущих бакалавров нефтяников к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях / Н. Н. Савельева. Тюмень, 2017. – 122 с. – Текст : непосредственный.

THE IMPORTANCE OF SOCIAL RESPONSIBILITY OF TECHNICAL UNIVERSITIES IN A MULTIPOLAR WORLD

Author: Kazarinov Yu. I., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, kazarinovji@tyuiu.ru, Industrial University of Tyumen.

Abstract: In the article, the modern technical university is considered as a social responsibility corporation (CSR). The principles defining universities as CSR are briefly described. The problems facing the university in the transition period of the transformation of the world community into a multipolar world are noted.

Keywords: multipolar world, socio-cultural mission of the university in the region, contradictions, social responsibility of the university, corporate social responsibility.

УДК 65.012.1

ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДИКТИВНОЙ АНАЛИТИКИ РАБОТЫ УЭЦН В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ К РАСЧЕТУ ПРИТОКА И ПОДАЧИ УЭЦН

Рабигов Р. Э., Томилова Т. В., Чунаев Д. Р., студенты
Нижевартровский государственный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В современных условиях поздней стадии разработки высокопроницаемых пластов Западно-Сибирской группы месторождений система ППД оказывает значительное влияние на приток добывающей скважины. Остановка одной скважины ППД может повлечь за собой изменение притока в нескольких добывающих скважинах, входящих в сферу ее влияния. Методы замера притока с помощью эхолотов не позволяют охватить своевременно необходимый фонд для уточнения изменений притока в таких ситуациях. В статье предлагается решение данной задачи на основе

модуля предиктивной аналитики Альтаир. В основу решения положен принцип вычисления изменения давления на приеме насоса УЭЦН, который фиксируется модулем ТМС – термоманометрической системой.

Ключевые слова: предиктивная аналитика, погружной центробежный насос, телемеханика, УЭЦН, станция управления, добывающая скважина, искусственный интеллект.

В 2021 году в рамках договора с Фондом содействия инновациям при поддержке Фонда Сколково ООО «Беркут» (дочерняя компания ООО «Финист-М») создало программный модуль "Система предиктивной аналитики работы установки погружного центробежного насоса (УЭЦН) в добывающей скважине" (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020662654 от 16.10.2020). Рабочее название программного модуля – Альтаир (входит в состав программного комплекса «Меркурий»). Предпосылкой для создания Альтаир стали многолетние исследования работы УЭЦН в добывающих скважинах РФ (<http://www.finistm.good-trends.ru/index.php/dopolnitelnyj-testovyj-material>) [5, 6].

Модуль имеет возможность анализировать работу как всех добывающих скважин с УЭЦН в пределах месторождения, так и проводить автоматический анализ отдельной скважины, с определением схемы отклонения ее параметров, построением выводов и выдачей рекомендаций, гарантирующих безотказную и безаварийную работу установки. Кроме того, в состав модуля входит система автоматического определения причин выхода из строя узлов УЭЦН на основании дефектовочных ведомостей. Работой модуля управляет система искусственного интеллекта, основанная на схеме машинного обучения.

Работа модуля Альтаир может быть основана на трех видах входных данных:

- Данные ручного ввода
- Данные системы промышленной телемеханики (ТМ)
- Данные файлов блоков считывания информации (БСИ) станций управления УЭЦН (СУ ЭЦН)

При работе с промышленной телемеханикой модуль Альтаир подключается к базе данных ТМ на постоянной основе. При работе с файлами БСИ загрузка файлов производится в систему автоматически за заданный пользователем период.

Основные параметры, по которым идет анализ данных:

- Рабочие токи ПЭД жил А, В и С
- Загрузка ПЭД
- Частота вращения ПЭД
- Температура на приеме УЭЦН
- Давление на приеме УЭЦН

- Команды контроллера СУ ЭЦН
- Вспомогательными параметрами для анализа являются
- Подача УЭЦН
- Данные по уставкам защит УЭЦН
- Обводненность продукции

Параметр подачи УЭЦН мог бы стать одним из основных для анализа системы искусственного интеллекта модуля Альтаир. Однако, данные о подаче УЭЦН не контролируются автоматически контроллером СУ ЭЦН и не присутствуют в файлах БСИ. В системе промысловой телемеханики данные о суточной подаче УЭЦН есть, но существует ряд условностей и ограничений, в силу которых данная информация подлежит дополнительной верификации и присутствует далеко не всегда. Причины следующие.

В случае выхода из строя оборудования АГЗУ «Спутник» (износ оборудования, засоление оборудования АГЗУ, сбои в системах контроллеров или телемеханики промыслов, автопропуск замеров по различным причинам и т. д.) суточный замер может не попасть в систему ТМ.

В связи с массовым применением СУ ЭЦН с частотным регулированием (ЧР) и плавным пуском (ПП), а также с вводом в эксплуатацию вентиляционных двигателей, изменился сам подход к постоянной эксплуатации многих УЭЦН. Особенно, это заметно на скважинах, эксплуатирующих пласты с трудноизвлекаемыми (ТРИЗ) запасами, а также на скважинах осложненного фонда. Современные СУ ЭЦН позволяют задавать различные режимы работы установкам – периодический режим с системой плавного пуска, увеличение/уменьшение частоты вращения ПЭД как во время работы, так и в период между остановками и запусками и т. д. Количество запусков-остановок таких скважин в автоматическом режиме управления СУ ЭЦН может достигать в сутки до 50-80. Соответственно, в момент, когда такая скважина встанет на замер в АГЗУ «Спутник» с стандартным заданным временем замера, его значение далеко не всегда может соответствовать истинной подаче установки. Конечно, можно поставить скважину на суточный замер, который даст точные данные. Но, придется пожертвовать в эти сутки замером остальных скважин на кустовой площадке. Если стандартный АГЗУ «Спутник» рассчитан на 8 скважин и все скважины на кустовой площадке работают в подобном режиме, то с каждой скважины мы будем иметь только 3-4 точных замера в месяц.

Кроме отсутствия ежесуточных точных замеров по каждой скважине на подачу и стабильную работу УЭЦН влияет следующий фактор.

В современных условиях поздней стадии разработки высокопроницаемых пластов Западно-Сибирской группы месторождений система ППД оказывает значительное влияние на приток добывающей скважины. Остановка одной скважины ППД (на плановый ремонт, в связи с влиянием на добывающую скважину, на которой производится ТКРС и т. д.) может повлечь за собой изменение притока в нескольких добывающих скважинах,

входящих в сферу ее влияния. Методы замера притока с помощью эхолотов не позволяют охватить своевременно необходимый фонд для уточнения изменений притока в таких ситуациях.

На месторождениях, где степень влияния системы ППД не так очевидна, существуют естественные геологические условия нестабильного притока. Как правило, это касается месторождений ТРИЗ (пласты Большой Ачимовки, Бажен, юрские отложения).

Таким образом, получение точной информации о притоке и суточном дебите скважин УЭЦН в большем объеме – актуальная задача.

Предлагается решение данной задачи на основе модуля предиктивной аналитики Альтаир. В основу решения положен принцип вычисления изменения давления на приеме насоса УЭЦН, который фиксируется модулем ТМС – термоманометрической системой. Современные ТМС достаточно надежны и их применение в УЭЦН стало таким же распространенным явлением, как и установка, например, газосепаратора или шламоуловителя. Выход из строя ТМС, как показывают данные системы предиктивной аналитики того же Альтаир, связан, как правило, с работой УЭЦН в режиме перегруза, приводящему к повышенным токовым нагрузкам, пробоем лобовой части ПЭД и оплавлению кабеля. Иными словами, выход из строя ТМС зачастую происходит примерно одновременно с выходом из строя УЭЦН. Таким образом, подавляющее количество действующего фонда скважин УЭЦН будет находится под контролем работоспособных ТМС.

Так модуль предиктивной аналитики Альтаир автоматически распознает систему пусков и стопов скважины, то вычисление притока будет равно разнице между значением давления на приеме насоса при последующем пуске и значением давления, зафиксированного ТМС в момент предыдущей остановки. Данная разница будет характеризовать изменения уровня (в данном случае – статического). Приток пересчитывается в метры с помощью обводненности продукции с учетом устьевого давления. Естественно, что данным методом сегодня пользуются нефтяники на промыслах. Разница заключается в том, что сегодня данная система носит характер ручных вычислений и для точных расчетов необходимо зафиксировать показания ТМС перед остановкой, вручную (дистанционно с пульта, если позволяет система телемеханики) остановить скважину, выждать определенное (заданное) время, зафиксировать новое значение давления по ТМС, запустить скважину в работу, произвести вычисления притока по формуле. Соответственно, подобная задача становится весьма трудоемкой для периодической скважины и для скважины с нестабильным суточным притоком. В программном модуле Альтаир решить автоматически такую задачу реально. Модуль оснащен всеми необходимыми исходными данными для ввода (или автоматической загрузки из БСИ, ТМ баз данных нефтепромысла) конструкции скважины и параметров ее работы (диаметры, глубины спуска, толщины стенок эксплуатационных колонн; диаметры и глуби-

ны спуска НКТ; габаритные размеры УЭЦН; обводненность; давления на устье и т.д.). Алгоритмы для постановки задачи программисту созданы и основываются на стандартных формулах вычисления притока в скважину с помощью эхолота. В случае, если скважина будет иметь несколько остановок в сутки, в алгоритмах предусмотрен вариант вывода на экран (печать) хронологии запусков-остановок с расчетными параметрами притока в каждом промежутке остановки скважины. Кроме того, алгоритмами предусмотрена система вычисления среднего, максимально, минимального значений притока, а также заложен функционал, позволяющий пользователю выборочно осуществлять вычисления притока по отдельным промежуткам. Все вычисленные значения хранятся в базе данных и могут быть представлены в суточном или месячном виде по заданным схемам вычисления. Таким образом, у пользователя на экране будет привычный вид электронной шахматки по скважине/скважинам, где в значениях суток будут вычисленные фактические данные о притоке. Месячное представление таких данных можно использовать в качестве анализа динамики работы скважины. Соответственно, вычисленные параметры могут быть выгружены во внешний файл и загружены в систему электронной шахматки.

Вычисление подачи УЭЦН ведется по аналогичному принципу. При расчете подачи за основу берутся данные давления приема при пуске и остановке УЭЦН. При этом алгоритм расчета подачи УЭЦН отличается от алгоритма расчета притока. Давление на приеме при работающем УЭЦН может быть постоянным, может снижаться на определенную постоянную или переменную величину, в некоторых случаях (например, при частичной и полностью неработоспособной установке) повышаться. Так как давление на приеме УЭЦН (и, соответственно, динамический уровень) может меняться в зависимости от притока жидкости в скважину и работоспособности самой установки, то при расчете фактической подачи анализ будет многофакторным и требует применения искусственного интеллекта (ИИ). За основу математических расчетов предлагается принять схему машинного обучения с учителем, аналогичную той, которая применена в самой системе предиктивной аналитике работы скважин УЭЦН. Преимущество такой схемы ИИ в том, что она позволяет вести настройку системы расчетов пользователю системы, не прибегая к услугам программиста. В вычислительном механизме машинного обучения сразу учитывается ряд факторов работы диапазона от пуска до остановки УЭЦН:

– Временной интервал. Модуль машинного обучения анализирует временной интервал работы и делает выводы (подобная схема уже работает в системе ИИ предиктивной аналитики), насколько стоит вводить поправку в расчет подачи. Например, если время работы скважины составляет несколько минут (работа по заданной программе), то программа применяет расчет, в котором игнорируется или минимизируется влияние притока на изменение уровня (давления на приеме). Если же промежуток времени

значительный (часы или сутки), то программа использует другой вариант алгоритма для расчета.

– Данные притока, вычисленные программой. Если в программе уже есть автоматически вычисленные данные о притоке в скважину на основе предыдущих остановок, то программный модуль отдает этим данным приоритет при расчете фактической подачи. Тем не менее, остальные факторы так же учитываются системой ИИ.

– Схема работоспособности установки. Здесь программа применяет уже готовые алгоритмы, оценивающие работоспособность установки на основе готовых данных системы предиктивной аналитики. В расчет берутся выводы программы о работоспособности УЭЦН на основе анализа текущей работы – сравнение токов нагрузки ПЭД, температуры жидкости на приеме, давления на приеме, частоты вращения ПЭД, загрузки ПЭД, состояния и значения основных видов защит (ЗП, ЗСП и т. д.), учитываются предыдущие остановки УЭЦН и их причины, параметры самой установки по напорным и мощностным характеристикам, устьевые давления.

Таким образом, существует несколько вариантов вычисления фактической подачи насоса с учетом ряда сопутствующих параметров:

– Давление на приеме УЭЦН постоянно и не меняется с момента запуска. При этом вычисление ведется от момента запуска до момента остановки УЭЦН.

– Давление на приеме УЭЦН постоянно и не меняется с момента запуска. При этом вычисление ведется от момента запуска до текущего состояния (УЭЦН не остановлен и находится в работе).

– Давление на приеме УЭЦН снижается с момента запуска. При этом вычисление ведется от момента запуска до момента остановки УЭЦН.

– Давление на приеме УЭЦН снижается с момента запуска. При этом вычисление ведется от момента запуска до текущего состояния (УЭЦН не остановлен и находится в работе).

– Давление на приеме УЭЦН растет. При этом вычисление ведется от момента запуска до момента остановки УЭЦН.

– Давление на приеме УЭЦН растет. При этом вычисление ведется от момента запуска до текущего состояния (УЭЦН не остановлен и находится в работе).

Вычисленная подача УЭЦН записывается в базу данных программы аналогично расчетным данным по притоку. Так как модуль предиктивной аналитики имеет в структуре базы данных возможность записи параметров подачи УЭЦН в ручном и автоматическом режиме (техрежимы, ручной ввод данных, подключение к системе телемеханики промыслов), то напрашивается механизм сравнения вычисленных параметров с теми, которые фиксирует расходомер АГЗУ «Спутник». Для сравнения таких параметров в системе предиктивной аналитики уже существует механизм анализа фонда скважин

по заданным параметрам, в котором можно провести аналитическое сравнение любых параметров, включая подачу УЭЦН, в автоматическом режиме. При этом модуль имеет возможность ввода эталонного значения подачи УЭЦН. Такое значение можно получить, например, принудительным переводом скважины на замер в АГЗУ «Спутник» в заданный интервал времени (в идеальном варианте – суточный замер). Таким образом, у пользователя появляется реальная возможность сравнить погрешность расчетного алгоритма ИИ с фактическим значением подачи УЭЦН по АГЗУ «Спутник» в объемном или массовом расходе. Соответственно, при значительных расхождениях в замерах у пользователя всегда будет возможность выявить причины отклонения и внести поправки в алгоритм работы ИИ.

Таким образом, специалисты нефтепромысла получают возможность всегда владеть актуальными данными о притоке и фактической подаче скважин по фонду УЭЦН в автоматическом режиме. Это значительно сокращает время на принятие решений и увеличивает эффективность управления работой фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Предлагаемые решения позволяют увеличить наработку на отказ погружного оборудования УЭЦН и снизить аварийность. Как следствие, уменьшается затратный механизм на ремонты ТКРС, закупки запасных частей для УЭЦН. Соответственно, данные решения приведут к снижению себестоимости добычи нефти.

Библиографический список

1. Борлинг Д. С. Наилучшие практики и инновации для увеличения наработки УЭЦН на примере зрелых месторождений компании ТНК-ВР / Д. С. Борлинг, С. В. Свидерский, С. Ф. Горланов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 61-63.
2. Определение допараметрических характеристик работы УЭЦН / И. Н. Герасимов, А. В. Деговцов, Т. Р. Долов [и др.]. – Текст : электронный. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 3 (117). – С. 14-20. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=42988618>.
3. Цифровые двойники и предиктивный анализ работы установок ЭЦН в осложненных условиях / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцев, И. Н. Герасимов. – Текст : электронный – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. – 2021. – <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=45784424>.
4. Информационная система Автоматическое управление режимом работы скважины с УЭЦН на основе ИИ. – Текст : электронный ПАО Газпром нефть, <https://magazine.nftegaz.ru/articles/dobycha/555509-mekhanizirovannaya-dobycha-nefti-i-iskusstvennyy-intellekt-tsifrovye-tekhnologii-v-dobyche-nefti/>.
5. Исмаилов И. О. Система предиктивной аналитики работы установки погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН) в добывающей

скважине – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2020662654, Мегион, ООО Беркут, 2020 – <https://elibrary.ru/item.asp?id=44105891>.

6. Исмаилов И. О. Алгоритмизация задач: технология повышения наработки на отказ оборудования установки электропогружных центробежных насосов в добывающих скважинах / И. О. Исмаилов. – Текст : непосредственный. Ханты-Мансийск, Технополис Югры – 2018. – № 1 (9). – С. 69-73.

7. Мельниченко В. Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов. 25.00.17 дис. ... канд. техн. / В. Е. Мельниченко; наук, Москва, 2017. С.170 – Текст : непосредственный.

8. Пилипенко О. Г. Повышение времени проката установок электроцентробежных насосов методами машинного обучения / О. Г. Пилипенко. – Текст : непосредственный Московский Физико-Технический Институт (НИЦ), 2019. – <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=38021643>.

9. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2019611336, СИБИНТЕК, <https://elibrary.ru/item.asp?id=39309879>, Прогнозирование вероятности и времени наступления осложнений и отказов глубинного насосного оборудования (ГНО) установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) путем анализа технологических параметров работы УЭЦН в режиме реального времени. – Текст : непосредственный.

10.Феофилактов С. В. Высокоточные системы погружной телеметрии для проведения гидродинамических исследований / С. В. Феофилактов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль . – № 11. – 2011. – С. 62-63.

11.Шабонас Артурас Римо. Оптимизация работы электроцентробежного насоса для повышения наработки на отказ / Шабонас Артурас Римо. - Текст : электронный. Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2021. – <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46452135>.

12.Шабонас Артурас Римо. Технологии предиктивной аналитики при эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2021. – <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47953706>.

13.Шпортко А. А. Комплексный анализ эксплуатации и отказов УЭЦН / А. А. Шпортко, Э. Г. Кулаев. – Текст : непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 25-29.

14.Шубин С. С. Методическое и экспериментальное обеспечение определения технического состояния установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации/ С. С. Шубин . – 05.02.13. дис. ... канд. техн. наук, Уфа, 2014. С.153 – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Исмаилов И. О., преподаватель, Нижневартковский государственный университет.

APPLICATION OF PREDICTIVE ANALYSIS OF ESP OPERATION IN A PRODUCTION WELL TO THE CALCULATION OF ESP INFLOW AND SUPPLY

Authors: Rabikov R. E., Tomilova T. V., Chunaev D. R., students, Nizhnevartovsk State University, Nizhnevartovsk.

Abstract: In modern conditions of the late stage of development of highly permeable formations of the West Siberian group of fields, the reservoir pressure maintenance system has a significant impact on the inflow of a production well. Shutdown of one reservoir pressure maintenance well may result in a change in inflow in several producing wells within its sphere of influence. Methods of measuring the inflow with the help of echo sounders do not allow covering the necessary fund in a timely manner to clarify changes in the inflow in such situations. The article proposes a solution to this problem based on the Altair predictive analytics module. The solution is based on the principle of calculating the change in pressure at the intake of the ESP pump, which is fixed by the TMS module – a thermomanometric system.

Keywords: predictive analytics, submersible centrifugal pump, remote control, ESP, control station, production well, artificial intelligence.

УДК 621.65.03

УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОВИНТОВОГО МАЛОГАБАРИТНОГО НАСОСА

Исхакова Г. Р., студент

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье исследуется опыт применения установки электровинтового насоса (УЭВН). Выявляется проблема эксплуатации малодобитного фонта. Предлагается модернизация УЭВН под малогабаритные колонны путем подбора вентильного малогабаритного электродвигателя.

Ключевые слова: малодобитный фонд, осложненные условия добычи, установка электровинтового малогабаритного насоса (УЭВНМ), малогабаритный вентильный электродвигатель.

В современных реалиях цены на нефть снизились и требуется оборудование для эффективной и экономной механизированной добычи нефтепродуктов. При низких фильтрационно-емкостных свойствах пласта и в краевых зонах малодобитный фонд скважин возрастает. При постоянных дебитах 35 м³/сут и ниже, эффективно и надежно работающих малопроизводительных установок не хватает, нет альтернатив установкам электроцентробежных насосов (УЭЦН). По этой причине в малодобитные скважины приходится спускать высокопроизводительное погружное оборудование, что приводит к росту

фонда скважин, эксплуатируемых в периодическом режиме. Тратится довольно большое количество электроэнергии. И в целом появляются излишние хлопоты по эксплуатации и ремонту габаритного оборудования [1].

Для решения проблем эксплуатации малодебитного фонда начали применять электровинтовые насосные установки. Опыт которых можно наблюдать по ОПИ, проводимым с 2015 года в ООО «РН – Юганскнефтегаз».

В нефтегазодобывающем управлении «Нижнесортымскнефть» проводились ОПИ электроодносекционных винтовых насосов с вентильным электродвигателем (ВЭД), благодаря чему скважины вывели на постоянный режим с подачей 3-20 м³/куб. Рабочие глубины составили 2100-2200м. Удельный расход электроэнергии снизился на 19% в отличие от обычных УЭЦН, работающих в периодическом режиме. Такой эффект достигли благодаря увеличению коэффициента полезного действия (КПД) и снижению значений пусковых и рабочих токов винтового насоса [2].

В данной статье рассматривается следующая идея, заключающаяся в модернизации УЭВН под малогабаритные колонны. Как известно, УЭВН комплектуется тихоходным вентильным двигателем в габарите 117 мм. Число оборотов вала УЭВН рекомендуется не превышать 750 в минуту, это обусловлено сложным планетарным вращением винта в обойме статора, состоящего из эластомера. То есть, при превышении оборотов, может произойти преждевременный отказ по причине разрушения эластомера. Технически, изготовить тихоходный малогабаритный вентильный двигатель пока невозможно, но в данной статье предлагается комплектовать ЭВН обычным малогабаритным вентильным двигателем с числом оборотов до 3000 в минуту. Для понижения количества оборотов потребуется двигатель большей мощности, обеспечивающий эксплуатацию на низких частотах с необходимым количеством оборотов. Зная формулу зависимости мощности двигателя и количества оборотов от выходной частоты, можно рассчитать требуемые параметры электродвигателя.

Пример комплектации УЭВНМ (рисунок 1):

ЭВН-16-2000 (потребляемая мощность 9 кВт) с ВЭДМ-200/81 ($P_{\text{ном}} - 200\text{кВт}$, $N_{\text{ном}} - 2000$ об/мин, $F_{\text{ном}} - 160$ Гц)

Расчет выходной частоты при требуемых $N - 750$ об/мин:

$$F_2 = F_{\text{ном}} \times \frac{N_2}{N_{\text{ном}}} = 160 \times \frac{750}{2000} = 60 \text{ Гц}$$

Расчет выходной мощности двигателя от требуемой выходной частоты тока:

$$P_2 = P_{\text{ном}} \times \left(\frac{F_2}{F_{\text{ном}}} \right)^3 = 200 \times \left(\frac{60}{160} \right)^3 = 10,55 \text{ кВт}$$

где $N_{\text{ном}}$; $F_{\text{ном}}$; $P_{\text{ном}}$ – номинальные значения числа оборотов электродвигателя, его частоты и мощности соответственно;

N_2 ; F_2 ; P_2 – расчетные выходные значения числа оборотов электродвигателя, его частоты и мощности соответственно.

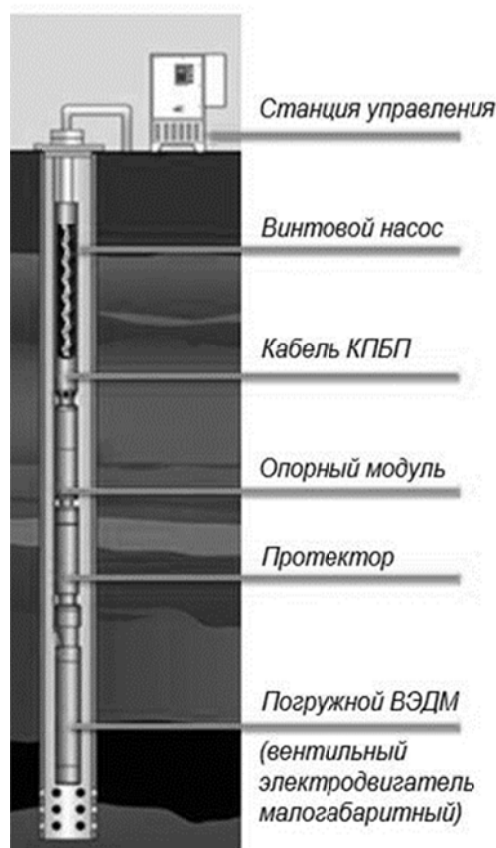


Рисунок 1. Установка электровинтового малогабаритного насоса

Выше представлен пример подбора вентильного малогабаритного электродвигателя к УЭВН-16: при потребляемой мощности насоса не более 9кВт, потребуется вентильный двигатель мощностью 200кВт с числом оборотов 2000 при номинальной частоте 160Гц. На расчетной частоте 60Гц выходная мощность электродвигателя будет 10,5кВт, а число оборотов в минуту 750, что позволит эксплуатировать ЭВН-16 в скважине с малогабаритной колонной.

Преимуществом ЭВНМ перед обычным ЭВН является возможность спуска в эксплуатационную колонну с диаметром 114-120 мм.

Таким образом, УЭВНМ целесообразно использовать для сокращения количества скважин, работающих в периодическом режиме, и сокращения УЭЦН с сверхнормативным энергопотреблением. То есть, благодаря низкой частоте вращения при стабильном высоком моменте можно экономить электроэнергию и повышать ресурс установок погружных винтовых насосов. К тому же уменьшение габаритов оборудования дает возможность использовать их в искривленных и наклонно-направленных скважинах.

Предложенная в данной статье компоновка УЭВНМ целесообразна и эффективна при эксплуатации малодобитных месторождений при осложненных условиях добычи и рекомендуется к промышленным испытаниям.

Библиографический список

1 Бикаев И. И. Опыт применения альтернативных технологий эксплуатации малодебитного фонда скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И. И. Бикаев. – Текст : непосредственный // Инженерная практика. – 2017. – № 9. – С. 10.

2 Савельева Н. Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. – Тюмень, 2021. – 131 с. – Текст : непосредственный.

3 Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.] – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

4 Савельева Н. Н. Совершенствование конструкции муфты упругой втулочно-пальцевой / Н. Н. Савельева, Я. В. Савельев. – Текст: непосредственный. Вестник Брянского государственного технического университета. – 2020. – № 8 (93). – С. 13-17.

Научный руководитель: Султыгов М. М., канд. тех. наук, ассистент, Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск.

INSTALLATION OF ELECTRIC SCREW SMALL-SIZED PUMP

Author: Iskhakova G. R., student, Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk, galiya.isxakova@bk.ru

Research supervisor: Sultygov M. M., Candidate of Technical Sciences, Assistant, Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk.

Abstract: The paper studies the experience of using electric screw pump unit. The problem of operation of low production wells is revealed. It is proposed to modernize ESP installation for small-sized wells by selecting a valve small-sized electric motor.

Key words: marginal well stock, complicated production conditions, installation of electric screw-type small-sized pump, small-sized valve electric motor.

УДК 655

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ КПП «УРАГАН»

Колесник С. В, канд. тех. наук, доцент, Ворона А. А., студент,
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. Реализация технологии газодинамического разрыва пласта с помощью КПП «Ураган» и генератора давления ГДК-170, увеличива-

ющего проницаемость прискважинной зоны пласта, является высокотехнологичным и эффективным методом интенсификации добычи углеводородов, не повреждающим колонну и цементный камень во время реализации.

Введение. В процессе эксплуатации нефтяных скважин неизбежно постепенное падение их дебитов, в связи с чем интенсификация добычи нефти является важнейшей задачей, стоящей перед добывающими предприятиями. Методов повышения дебитов скважин существует множество, мы же рассмотрим некоторые из них, эффективность которых доказана практикой, а именно ГРП и ГДРП.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации притока пластовой жидкости в скважину. При применении технологии гидравлического разрыва пласта в нем, под действием нагнетаемой жидкости, создается высокопроводимая трещина благодаря чему образуется гидродинамический канал, который обеспечивает приток добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия.

Технология газодинамического разрыва пласта (ГДРП) характеризуется меньшей, по сравнению с ГРП, продолжительностью воздействия на пласт, но при этом она позволяет полностью контролировать и регулировать величину данного взаимодействия.

При использовании данной технологии в качестве действующего вещества используют горюче-окислительные составы (ГОС) они представляют собой смесь из минеральных окислителей, органических горючих веществ, растворенных в общем растворителе. Все компоненты экологически безвредны пожаробезопасны и при сгорании не образуют твердых веществ.

Эффект от применения ГРП на месторождениях ХМАО представлено в таблице 1.

Таблица 1

Показатели скважин от применения ГРП

Показатели	Ед. изм.	2018 год
Запускной прирост дебита нефти	т/сут.	4,95
Удельная добыча нефти на 1 запущенную скважину	Тыс. т/скв.	3,2
Средняя продолжительность бригадо/часов	Час./скв.	402

Технология ГДРП включает в себя закачку в продуктивный пласт ГОС и их сжигание, оно направлено на формирование одной или нескольких трещин под действием высокого давления газообразных продук-

тов, возникающих при срабатывании порохового генератора давления (ПГД) и сгорания ГОС. Воспламенение ГОС в скважине осуществляется пороховым генератором давления (ПГД), который спускается в скважину через НКТ на геофизическом кабеле.

Воздействие на пласт при технологии ГДРП осуществляется в три этапа:

- Первый этап: срабатывает генератор образуя импульс с временем действия – доли секунды, но с крутым нарастанием давления и высокой амплитудой. На первом этапе нужно чтобы генератор не только воспламенил ГОС, но и образовал в пласте сетку начальных трещин.

- Второй этап: сгорание ГОС, образование импульса, вследствие чего образовывается давление достаточное для разрыва пласта и увеличения размеров уже имеющихся трещин.

- Третий этап: циклическое воздействие колеблющегося столба скважинной жидкости, оно обеспечивает очистку трещин от частиц породы, различных отложений и продуктов химических реакций. При импульсном воздействии жидкость проникает в пласт по естественным или образовавшимся трещинам расширяя их и распространяя в глубь пласта.

Эффект от применения технологии ГДРП представлен в таблице 2.

Использование КПП «Ураган» с ГДК-170 позволяет с помощью одной спускоподъемной операции провести вскрытие и интенсификацию продуктивного пласта. Так как при спуске на НКТ к колонне труб монтируется и генератор давления ГДК-170, и перфоратор «Вектор». Таким образом использование такой компоновки сможет значительно снизить время СПО за счет уменьшения их количества.

Таблица 2

Показатели скважин от применения ГДРП

№	Назначение	Пласт	Дата запуска после ГДК	Параметры	Значение до ГДРП	Значение после ГДРП	Продолжительность эффекта (мес)
1	Добывающая	БС4-1 (1–2)	07.09.2017	$Q_{ж}$	13	58	27,5
				$Q_{н}$	1,5	7,2	
				Обв%	87,2	85,6	
				$H_{дин,м}$	1951	1225	
2	Добывающая	БС4-1 (1–2)	16.10.2017	$Q_{ж}$	12	21	26,2
				$Q_{н}$	2,1	9,2	
				Обв%	79,9	48,3	
				$H_{дин,м}$	1915	1708	
3	Добывающая	БС4-1 (1–2)	10.11.2017	$Q_{ж}$	15	22	37 (продолжается)
				$Q_{н}$	4,4	12,1	
				Обв%	66,4	36,0	
				$H_{дин,м}$	1797	1581	

4	Добывающая	В10	24.01.2018	$Q_{ж}$	2	14	35 (продолжается)
				$Q_{н}$	1,7	11,9	
				Обв%	0,0	0,0	
				$H_{дин,м}$	1215	950	
5	Добывающая	ЮС2/1	12.09.2018	$Q_{ж}$	6,42	20,8	19,7
				$Q_{н}$	1,64	6,5	
				Обв%	70,74	64,4	
				$H_{дин,м}$	792	1674	
6	Добывающая	АЧ1-5	28.02.2018	$Q_{ж}$	6	29	34 (продолжается)
				$Q_{н}$	1,1	12,5	
				Обв%	78,1	50,0	
				$H_{дин,м}$	1687	1635	
7	Добывающая	ЮС2/1	08.02.2018	$Q_{ж}$	4,9	29	35 (продолжается)
				$Q_{н}$	1,4	11,4	
				Обв%	66,4	41,9	
				$H_{дин,м}$	1738	1937	

Общие сведения о КПП «Ураган»

КПП «Ураган» – перфоратор-генератор, применяемый при технологии комплексного воздействия, позволяющей за один спуск провести вскрытие и интенсификацию продуктивного пласта.

В его состав входят кумулятивные заряды и перфоратор "Вектор", осуществляющие качественное вскрытие пласта энергией кумулятивных струй, а также генератор ГДК-170 и пороховые заряды, предназначенные для газодинамического разрыва пласта (ГДРП) через созданные перфорационные каналы, термогазохимическим воздействием (ТГХВ).

Конструкция КПП «Ураган»

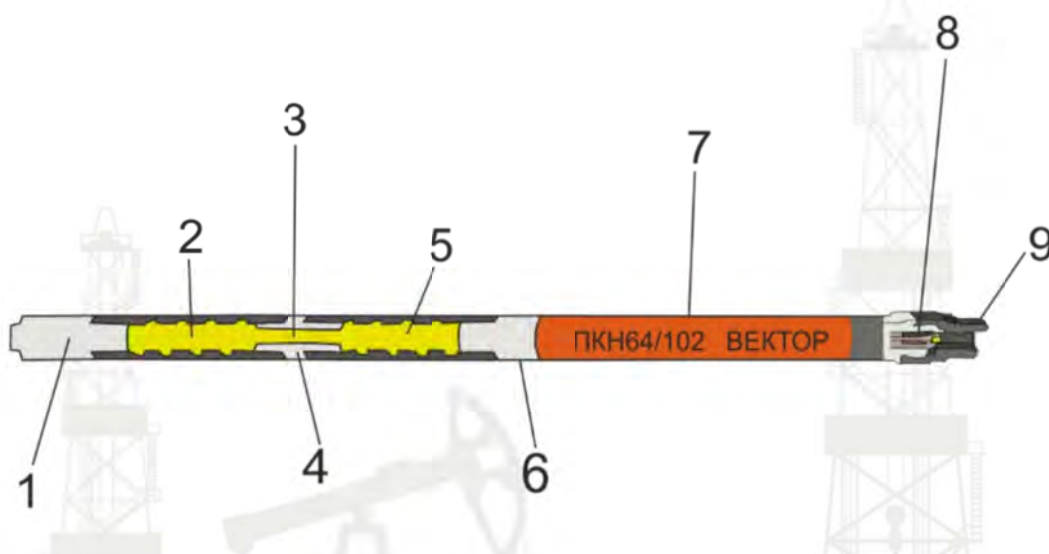


Рисунок 1. Конструкция КПП «Ураган»

КПП Ураган состоит из:

1. Наконечника
2. Основного заряда ЗГД-50
3. Промежуточного заряда ЗГД-25
4. Промежуточной муфты
5. Активного заряда ЗГД-50
6. Узла передачи детонации

7. Перфоратора «Вектор» который имеет надежную конструкция с минимальным количеством комплектующих деталей, а его кумулятивные заряды обеспечивают высокое качество вскрытия пласта, благодаря чему обеспечивается лучшее соотношение цены и качества.

8. Детонирующего шнура ДШТВ 150/800
9. Головки

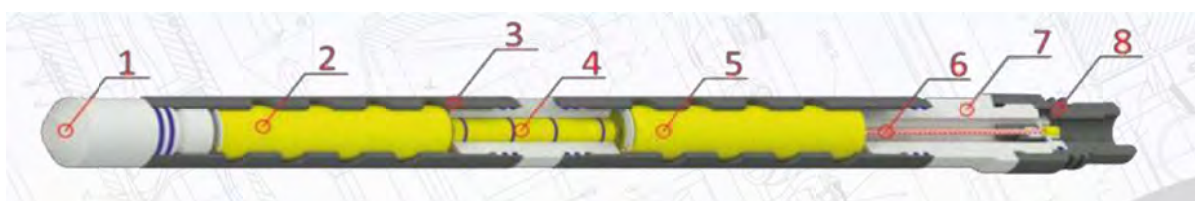


Рисунок 2. Конструкция ГДК-170

ГДК-170 состоит из:

1. Наконечника
2. Основного заряда
3. Корпуса
4. Промежуточного заряда
5. Вспомогательного заряда
6. Детонирующего шнура
7. Головки
8. Переходника

Комплексное воздействие КПП «Ураган» с ГДК - 170

Работа КПП «Ураган» включает в себя этапы:

На первом этапе происходит отстрел перфоратора «Вектор» и образуются перфорационные каналы.

На втором этапе происходит отстрел генератора, и горючая смесь поступает в проперфарированные интервалы. Вследствие этого в пласте образуется система трещин.

После чего срабатывают заряды ГДК-170 позволяющие развить систему трещин и закрепить ее.

Таким образом ГДК-170 увеличивает проницаемость ПЗП за счет: образования сети трещин, теплового эффекта, очистки ПЗП депрессионно-репрессивным воздействием.

Преимущества КПП «Ураган»

Уникальность: Первый перфоратор-генератор, который позволяет осуществлять газодинамический разрыв пласта. Перфорационная система оптимизирована для работы перфоратора-генератора.

Мощность: Самый мощный перфоратор-генератор на рынке.

Вариативность: Возможность комбинирования перфосистем любых типоразмеров с пороховыми зарядами.

Эффективность: Увеличенная технологическая эффективность. Гарантированное создание сети трещин.

Универсальность: Возможность проведения работ как в горизонтальных, так и в наклонно-направленных скважинах.

Экономичность: Снижение материальных затрат на проведение ГТМ, за счет проведения вскрытия и интенсификации продуктивного пласта за один спуск.

Заключение

Реализация технологии газодинамического разрыва пласта с помощью КПП «Ураган» и генератора давления ГДК-170, увеличивающего проницаемость прискважинной зоны пласта, является высокотехнологичным и эффективным методом интенсификации добычи углеводородов, не повреждающим колонну и цементный камень во время реализации.

При этом наблюдается экономия средств. Так как требуется меньше финансовых вложений в сравнении с технологией ГРП, не требует большого количества специализированной техники, что актуально для удаленных месторождений.

Таким образом применение КПП «Ураган» с ГДК-170 позволит:

- получать уникальные результаты при любых геолого-технических условиях;

- снизить материальные и временные затраты на интенсификацию;

- увеличить эффективность ГТМ;

- повысить эффективность вторичного вскрытия пласта.

КПП «Ураган» – новый этап развития технологий вторичного вскрытия и интенсификации пласта.

Библиографический список

1. Блажевич В. А. Практическое руководство по гидроразрыву пласта / В. А. Блажевич. – Москва: Недра, 1961. – 135 с. – Текст : непосредственный.

2. Инструкция по технологии газодинамического разрыва продуктивного пласта. РД 153-39.0-631-09. Утв. Министерством нефти и газа. 15.01.15: введен в действие с 01.02.15 – Москва: 2015. – 134 с – Текст : непосредственный.

3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.

4. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения (л.у. Самотлорский, л.у. Самотлорский (северная часть) и л.у. Южно-Мыхпайский), 2017 г. – 356 с – Текст : непосредственный.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF GTM THROUGH THE USE OF THE TECHNOLOGY OF COMPLEX IMPACT ON THE PRODUCTIVE FORMATION OF THE CNG "HURRICANE"

Authors: Kolesnik S. V., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Vorona A. A., student, Tyumen Industrial University, Nizhnevartovsk.

Annotation. The implementation of the gas dynamic fracturing technology with the help of the Hurricane CNG and the GDK-170 pressure generator, which increases the permeability of the downhole zone of the formation, is a high-tech and effective method of intensifying hydrocarbon production that does not damage the column and cement stone during implementation.

Keywords: intensification of hydrocarbon production, gas dynamic fracturing.

УДК 553.982

МАЙНИНГ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИЛИ ПОЛЕЗНАЯ УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Мухаметдинова А. Д., студентка, Трегубов Д. В., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. На сегодняшний день утилизация попутного нефтяного газа до сих пор является одной из самой главной проблемой нефтедобывающих компаний. Хотя уровень сжигания с каждым годом снижается, он всё равно составляет большой процент. В этой статье мы предлагаем ещё один способ полезного использования, который хорошо показал себя за границей. Данный метод поможет взглянуть на криптовалюту с другой стороны.

Ключевые слова: ПНГ, ГПЭС, майнинг, утилизация попутного газа, ХМАО.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой газовую смесь углеводородов, выделяющуюся из жидких УВ на поверхности при добыче или подготовке нефти. Состоит ПНГ в основном из C1-C4 алканов, кислорода (O₂), диоксида углерода (CO₂), азота и водяного пара.

Сжигание попутного нефтяного газа – одна из самых важных экологических проблем для нефтегазовой промышленности нашей страны, Россия занимает первые места по объемам его сжигания по всему миру.

Сжигание ПНГ наносит окружающей среде большой урон, причиняет вред здоровью людей, а также экономике страны [1]. Во внушительном количестве при сжигании ПНГ выбрасывается в атмосферу углекислый газ и активная сажа, вызывая тем самым парниковый эффект. Российские факела по некоторым данным считаются неэффективными, то есть газ в них сжигается неполностью из-за этого в атмосферу выделяется метан, гораздо более парниковый газ, чем CO_2 . Парниковая активность метана в 84 раза выше, чем у углекислого газа [2].

Варианты утилизации ПНГ зависят от конкретных случаев и применяются в различных пропорциях. Долгое время сжигание на факелах месторождений было единственным способом. Ввод в 2012 году закона о сжигании ПНГ в связи с ухудшающейся экологической обстановкой заставил добывающие компании задуматься об более рациональной утилизации ПНГ [3].

Одним из способов полезного использования ПНГ на месторождении является промышленная генерация электроэнергии: ПНГ направляется на газотурбинные и газопоршневые установки. Выхлопной газ можно использовать в системах теплоснабжения объектов месторождения. Стратегия промышленной генерации электроэнергии очень широко распространена в России.

Преимущества газопоршневых электростанций:

Генерация одной из самой дешёвой электроэнергии. Газотурбинные установки служат не только для утилизации «отходов» нефтяников, но и может стать источником дополнительной прибыли. Из-за постоянного увеличения цен на электричество, для удовлетворения потребностей начали обращать внимание на попутный нефтяной газ, который как раз может послужить экономичным источником электроэнергии. Исходя из низких издержек получаемый свет будет стоить в несколько раз ниже, нежели из городских сетей.

Быстрая окупаемость. Так как коэффициент полезного действия таких систем высокий, порядка 79-85%, уже через пару лет можно будет зафиксировать прибыль. Если использовать также тепло, которое вырабатывается при сжигании газа, для нагревания воды, то это может снизить время окупаемости.

Уменьшение экологического вреда в местах нефтяной добычи. Попутный нефтяной газ состоит не только из простейших алканов, но и вредных и опасных для человека и окружающей среды соединений, например, тиолы, сернистый водород, метилбензол, оксид серы. Нейтрализация данных ядовитых веществ позволит повысить уровень экологической обстановки в регионе и так же благоприятно повлияет на самочувствие рабочих и близлежащего населения. Установки, работающие на попутном газе, не вызывают вопросов у государственных служб по надзору по экологическим проблемам. Значение оксидов азота в продуктах сгорания не превышает законодательные нормы, что говорит о безопасности данного процесса для природы и людей [4].

Возможность обойтись без проводки электросетей до места добычи и подготовки УВ. Нефть в основном извлекают на территориях, располагающихся далеко за городом, где могут возникнуть трудности с электроэнергией, так как доставка электричества затруднена. Такая система, действующая на попутном нефтяном газе, может послужить питанием не только для самого месторождения, но и для всех объектов, расположенных на нём. По данным нефтедобывающих компаний такой подход к полезной утилизации ПНГ помог произвести более 1 млрд кВт*ч за год.

Возможность преобразования тепловой энергии. Тепло, вырабатываемое в ходе сгорания ПНГ, так же может пригодиться для системы отопления, для инфраструктуры месторождения, в том числе для водоснабжения.

Надежность. Для ГПЭС на ПНГ не проблема высокие и низкие температуры, количество пыли. Благодаря этому такие системы можно расположить вне помещений. Их работоспособность удивляет, они справляются и в солнечных пустынях, и в районах многолетней мерзлоты.

Использовать в качестве вспомогательного источника дохода, продавая электричество городам и посёлкам неподалёку.

Поддержка со стороны государства. Исходя из пп. 2 п. 1 статьи 342 НК попутный нефтяной газ не облагается налогом на извлечение УВ [5].

Недостатки установок на попутном газе.

Подготовка ПНГ для применения его в качестве источника энергии. Характерной особенностью попутного нефтяного газа является его загрязненность другими веществами, которые мешают работе ГПЭС. В противном случае может случиться эффект детонации, который испортит оборудование. Чтобы использовать ПНГ, так же нужно убедиться, что газ не насыщен водой, которую надо отделить, перед применением.

Газ с примесями, попав в камеру сгорания, может повысить коррозионный эффект, что приведёт оборудование к раннему выходу из строя, а продукты распада этих компонентов нанесут вред окружающей среде. Для этого необходимо заранее произвести очистку ПНГ от нежелательных веществ.

Сложность настройки системы. Состав ПНГ в сравнении с природным изменяется со временем. Из-за этого необходимо устанавливать системы с автоматической подстройкой. При изменении показателя метана поможет не уменьшать выходную мощность. Это происходит благодаря чувствительным элементам, находящимся в каждом цилиндре двигателя, которые улавливают и передают перепады температуры, давления, объёма и процентного содержания газовой смеси. Прибор, получив данные, фиксирует отклонения и регулирует скорость газового и воздушного потока, время вспышки и отводя горение из рабочей зоны.

Высокая цена обслуживания, которая компенсируется бесплатным сырьём в виде ПНГ.

Самые большие объёмы нефтедобычи сосредоточены в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО, Югра). Прохладный климат,

обилие попутного нефтяного газа, готовность телекоммуникационной и транспортной инфраструктуры, все это хорошие условия для майнинга. Освоение новой отрасли позволит привлечь инвестиции и обеспечит дополнительные источники дохода для населения и местного бюджета.

Для развёртывания добывающей инфраструктуры вовсе не нужны какие-то капитальные затраты. Современные майнинговые комплексы располагаются в мобильных контейнерах и могут быть доставлены и размещены в непосредственной близости от скважины.

Энергия из ПНГ может питать дата-центры и майнинговые фермы. Для удаленных районов Сибири и Арктики, где транспортировка попутного газа с месторождений нерентабельна.

В 2020 году компания «Газпром нефть» запустила проект по полезному использованию попутного газа на месторождении им. Александра Жагрина в Ханты-Мансийском автономном округе. «Газпром нефть» построила электростанцию на ПНГ и предложила майнерам использовать полученную электроэнергию для добычи криптовалют [6].

Такое взаимодействие максимально выгодно для обеих сторон.

Майнеры помогают утилизировать попутный газ и платят за полученную электроэнергию по льготному тарифу (меньше 3 рублей за кВт*ч).

Первым локальным покупателем электроэнергии из переработанного газа стала компания Vekus. Она доставила на месторождение контейнер с 150 ASIC-устройствами Antminer S9 для тестового майнинга. За месяц оборудование использовало 49 500 кубометров попутного газа и добыло 1,8 BTC [7].

Большую часть стоимости майнинга составляют затраты на электричество. По этой причине компании находятся в постоянном поиске надежных источников дешевой электроэнергии.

Майнеры должны обеспечить подготовку разрешительной документации, согласование действий с нефтяниками, монтаж оборудования и подключение к электросетям месторождения. В условиях месторождения возникают проблемы подключения и настройки интернета, защиты оборудования от пыли и организация быта людей, которые занимаются обслуживанием контейнера.

Для развёртывания добывающей инфраструктуры не нужны капитальные затраты. Современные майнинговые комплексы располагаются в мобильных контейнерах и могут быть доставлены и размещены в непосредственной близости от скважины.

Мобильный контейнер для майнинга криптовалют – это установка мощностью 1-1,5 МВт, выполненная на базе стандартного 20 или 40-футового ISO-контейнера. Внутри него располагается майнинговое оборудование и вся вспомогательная гидравлическая и электрическая обвязка. Например, контейнер на иммерсионном охлаждении ViXViT занимает до 30 кв. м площади и позволяет перенаправлять выде-

ляемое ASIC-устройствами тепло для обогрева зданий и сооружений вплоть до 100% [8].

Преимущества майнинг-фермы на иммерсионном охлаждении

1. Возможность разгона майнингового оборудования на 40-50% больше по сравнению с заводскими характеристиками.

2. В месте добычи отсутствует шумовое и пылевое загрязнение. Поскольку с майнинг оборудования снимают штатные вентиляторы, и оно всё время находится в жидкости, шум от работы установок по громкости не превышает человеческий шёпот.

3. Не нужно создавать дорогостоящие и массивные системы вентиляции, кондиционирования и подготовки воздуха, содержать большой штат специалистов, часто менять и обслуживать устройства.

По подсчетам компании Vekus, один контейнер может вместить 350 устройств Antminer S19. В этом случае он будет потреблять 200-250 тысяч м³ ПНГ в месяц. А полученные мощности могут принести майнерам до 8 BTC в месяц.

По некоторым оценкам, за 2020 год в Югре добыли около 34 млрд м³ попутного нефтяного газа, а использовали около 32,8 млрд м³ (95,4 %). Соответственно, 1,2 млрд кубометров газа просто сгорело.

Один контейнер для майнинга за год потребляет 3 миллиона м³, следовательно, 1,2 млрд м³ хватило бы на 400 контейнеров. За год такое количество установок может принести до 38400 BTC в год.

Стоимость одного такого контейнера составляет порядка 210 млн рублей за штуку при цене 570 тыс. рублей за одно устройство Antminer S19[9].

Подводя итог, можно сказать, что использование майнинг ферм на электричестве, вырабатываемом за счёт утилизации ПНГ, крайне выгодная инвестиция. В перспективе такой проект стабильно будет приносить доход компании, так как монету для майнинга можно менять, а также срок окупаемости не превышает полутора лет.

Библиографический список

1. Проблемы и Перспективы использования попутного нефтяного газа в России / А. Ю. Книжников, А. М. Ильин. – Москва: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2018. – 32 с. // WWF.ru [сайт]. – URL: https://wwf.ru/upload/iblock/84a/png_2017_web.pdf (дата обращения: 20.03.2022). – Текст : электронный.

2. Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев, А. В. Иванов, А. Н. Марченко. – СПб.: ООО Недра, 2011. – 184 с. ISBN 978-5-905153-23-5 – Текст : непосредственный.

3. Гарант: Информационно-правовое обеспечение: [сайт]. – URL: <https://base.garant.ru/70257422/> (дата обращения: 1.04.2022). – Текст : электронный.

4. ГОСТ Р 52408-2005. Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Выбросы вредных веществ с отработавшими газами. Часть 2. Измерения в условиях эксплуатации: национальный стандарт Российской Федерации: дата введения 2007-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ. – 2006. – 25 с. – Текст : электронный.

5. Газопоршневые и дизельные электростанции НПО ГЭС. – Текст : электронный : [сайт]. – URL : <https://npo-ges.ru/> (дата обращения : 09.04.2022).

6. Газпром: Нефтяная компания: [сайт]. – URL : <https://www.gazprom-neft.ru/> (дата обращения: 23.03.2022). – Текст : электронный.

7. Vekus: Оборудование для майнинга криптовалют: [сайт]. – URL : <https://vekus.net/> (дата обращения: 05.04.2022). – Текст : электронный.

8. ВiXBiT : Оборудование и ПО для майнинга криптовалют : [сайт]. – URL : <https://bixbit.io/ru> (дата обращения 06.04.2022). – Текст : электронный.

9. Getasic : Оборудование для майнинга криптовалют : [сайт]. – URL : <https://miningmoon.ru/product/antminer-s19/> (дата обращения 07.04.2022). – Текст : электронный.

Научный руководитель: Леонтьев С. А., профессор кафедры РЭНГМ, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

УДК 622.276.6

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Колесник С. В., доцент, канд. техн. наук, Мухаметшина Э. Р., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. Запасы Приобского месторождения относятся к трудно-извлекаемым по причине низкой проницаемости и высокой расчлененности основных продуктивных горизонтов. Разработка месторождения невозможна без системного применения комплекса геолого-технологических мероприятий. В работе анализируется эффективность применения ГРП как метод интенсификации углеводородов на примере объекта АС 10 Приобского месторождения.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, методы интенсификации притока нефти к скважине, Приобское месторождение, эффективность применения гидравлического разрыва пласта.

Ни для кого не секрет, что ресурсы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводненности, поэтому, наиболее актуальной и первостепенной задачей, на мой взгляд, является поиск и введение в эксплуатацию молодых и перспективных месторождений, одним из которых является Приобское месторождение (по запасам – оно одно из крупнейших месторождений России).

Эксплуатацию пласта АС10 Приобского месторождения следует выделить в отдельную проблему разработки, т. к. пласт АС10 к тому же является одним из самых значительным по запасам из всех пластов. Эта характеристика указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты.

Одним из направлений решения этой проблемы является осуществление гидравлического разрыва пласта.

Для того, чтобы провести ГРП, необходимо проанализировать, подходит ли рассматриваемая залежь для проведения процедуры [1] (таблица 1).

По данным таблицы мы видим, что залежь АС10 соответствует всем критериям, необходимым для выбора залежи для проведения гидравлического разрыва пласта.

Таблица 1

Анализ критериев выбора залежи АС10 для проведения ГРП

Критерии выбора залежи для проведения ГРП	Показатели объекта АС10
<input type="checkbox"/> Эффективная толщина пласта не менее 5 м	✓ Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 8,2 м
<input type="checkbox"/> Коэффициент проницаемости пласта не более $3,1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при вязкости нефти в пластовых условиях не более 5 мПа*с.	✓ Коэффициент проницаемости – $2,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, ✓ Вязкость пластовой нефти – 1,45 мПа*с
<input type="checkbox"/> Текущая обводнённость продукции не более 1,5% за последние 3 месяца работы скважины	✓ Текущая обводнённость на скважине 2748 объекта АС10 составила 0,97 %
<input type="checkbox"/> Коэффициент расчленённости продуктивного пласта, подвергаемого ГРП, не должно превышать 5-7 ед	✓ Коэффициент расчленённости ПП – 4 ед.

Далее анализировались данные по количеству ГРП на Приобском месторождении в целом, чтобы затем выявить, эффективны ли были ГРП на объекте АС10 (рис. 1).

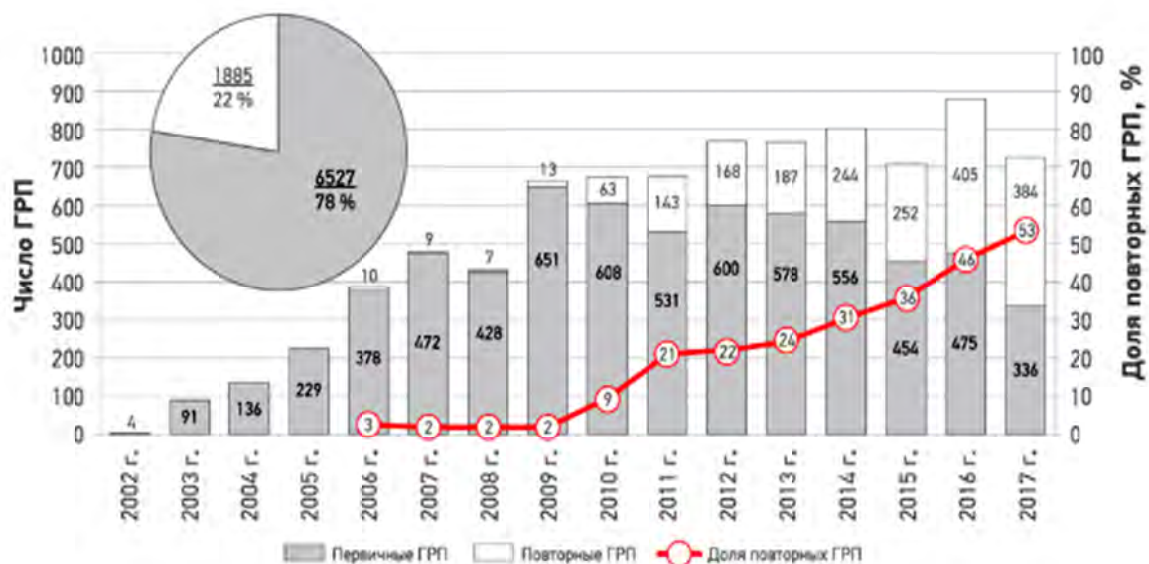


Рисунок 1. Анализ количества ГРП на Приобском месторождении

С 2010 года на Приобском месторождении было выполнено 425 многостадийных ГРП в ГС и ЗБС. Анализ количественных данных по операциям МГРП на объекте АС10 представлено в таблице 2.

Как видно из анализа таблицы 2, в последние годы на Приобском месторождении, как и на других месторождениях данного региона, стали активно развиваться технологии проведения ГРП. В связи с чем и увеличилось количество скважин с ГРП. Так, в 2017 году по объекту АС10 количество пробуренных ГС и БС с последующим проведением ГРП увеличилось за год практически в три раза [2].

Таблица 2

Анализ количества ГРП на объекте АС10 Приобского месторождение в сравнении на месторождении в целом

Объект/Месторождение	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Всего
Продуктивный пласт АС10	3	6	4	21	28	88	171
В целом Приобское месторождение	5	12	20	74	120	194	425

Для анализа эффективности ГРП по пласту АС10, сравним результаты МГРП в горизонтальных скважинах и одностадийные ГРП на наклонно-направленных скважинах (ННС) (рис. 2).

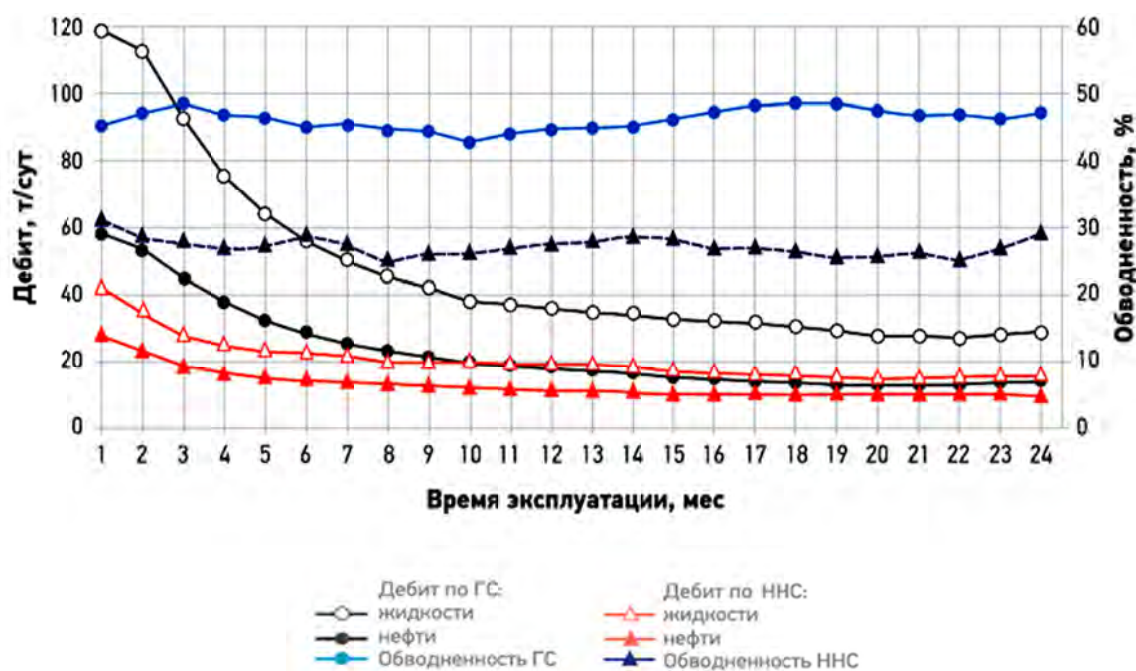


Рисунок 2. Сравнение эффективности МГРП и ГРП на объекте АС10 Приобского месторождения. Горизонт оценки – 24 месяца работы скважин

В результате проведенного анализа по скважинам объекта АС10 Приобского месторождения отмечается значительное снижение дебитов скважин (ГС с МГРП) в течение первого года эксплуатации. Если за точку отсчета принять средние дебиты скважин за первый месяц работы, то через 12 месяцев они снижаются примерно в 3 раза. В результате анализа установлено, что по горизонтальным скважинам с МГРП начальные дебиты жидкости (средние за первый месяц эксплуатации) в 2,5-3 раза, а нефти в 2-2,5 раза выше, чем по у наклонно-направленных скважинах с одной стадией с ГРП.

Сопоставление дебитов по наклонно-направленным скважинам с одной стадией ГРП и горизонтальных скважин с МГРП по объекту АС10 Приобского месторождения за 2014-2017 годы представлено в таблице 3.

Таблица 3

Сопоставление дебитов по наклонно-направленным скважинам с одной стадией ГРП и горизонтальных скважин с МГРП по объекту АС10

Показатели ГРП объекта АС10	ГС с МГРП	НС с 1 стадией ГРП
Длина горизонтального участка средняя, м	836	-
Среднее число стадий, шт.	6,5	1
Средняя масса пропанта на 1 скв./операцию (1 стадию)	455 (70)	190

Количество проппанта на 1 м эффективной толщины, т	-	8,3
Дебит нефти, т/сут:		
за первый месяц	58	28
через пол года	28	14
через 1 год	18	11
через 2 года	14	9
Снижение дебита нефти, %:		
за первый год	70	61
за 2 года (24 месяца)	76	66
Дебит жидкости, т/сут		
за первый месяц	119	42
через пол года	56	22
через 1 год	36	19
через 2 года	29	15
Снижение дебита жидкости, %:		
за первый год	70	55
за 2 года	76	63

При этом по горизонтальным скважинам с МГРП по объекту АС10 отмечается более высокий темп снижения дебитов. Так, за первый год по объекту АС10 дебиты горизонтальных скважин снизились в среднем на 70 %: жидкости – со 120 до 36 т/сут, нефти – с 58 до 18 т/сут. По наклонно-направленным скважинам объекта АС10 годовое уменьшение дебитов – 55 %: дебит жидкости снизился с 42 до 19 т/сут, нефти – с 28 до 11 т/сут.

Исходя из этого мы можем сделать вывод о том, что в последующие месяцы динамика снижения дебитов как по горизонтальным скважинам с МГРП, так и по наклонно-направленным скважинам с ГРП по объекту АС10 Приобского месторождения стабилизируется. За счет достаточно высоких начальных дебитов горизонтальных скважин обеспечиваются удовлетворительные показатели добычи нефти. В частности, накопленная добыча нефти в среднем по ГС уже за первый год эксплуатации достигает 12 тыс. т/скв., что в 2 раза выше, чем по наклонно-направленным скважинам (6 тыс. т/скв).

Библиографический список

1. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта / П. М. Усачев. – Москва : Недра, 2009. – 456 с. – Текст : непосредственный.
2. Технологический проект разработки Приобского нефтегазоконденстного месторождения: Отчет в 15 книгах. ООО ТННЦ. – Тюмень. – 2017.
3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник [и др.]. – Тюмень, 2021. С.249 – Текст : непосредственный.

4. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING AS A METHOD OF HYDROCARBON INTENSIFICATION

Authors: Kolesnik S. V., docent, Industrial University of Tyumen, Mukhametshina E.R., student.

Research supervisor: Abstract: The reserves of the Priobskoye field are difficult to recover due to low permeability and high fragmentation of the main productive horizons. The development of the deposit is impossible without the systematic application of a complex of geological and technological measures. The paper analyzes the effectiveness of hydraulic fracturing as a method of hydrocarbon intensification on the example of the AS 10 object of the Priobskoye field.

Key words: hydraulic fracturing, methods of intensification of oil inflow to the well, Priobskoye field, efficiency of hydraulic fracturing.

УДК 622.276

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАЛОГАБАРИТНЫХ ЭЦН ВЫСОКОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ В СКВАЖИНАХ ПОСЛЕ ЗБС

Никоноров Р. К., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В данной работе рассматривается использование малогабаритных высокопроизводительных ЭЦН для скважин после ЗБС. Насосы габаритов 2, 2А и 3 отлично себя зарекомендовали при работе в скважинах после ЗБС. Область применения насосов достаточно широка, как в искривленных стволах скважин, так и в боковых стволах, а также идеально подходят для обсадных колонн диаметром 4 и 4,5 дюйма.

Также представлен расчет экономических затрат и указаны методы увеличения производительности малогабаритных ЭЦН.

Ключевые слова: малогабаритные ЭЦН, высокая производительность.

В настоящее время все чаще становится актуальна разработка трудноизвлекаемых запасов, во многом, для этого, на скважинах Самотлорского месторождения производят забуривание бокового ствола скважины. На Самотлоре обсадная колонна преимущественно имеет диаметр 146 мм, но после ЗБС диаметр колонны сужается до 102-114 мм. Опустить ЭЦН 4, 5 или больше габарита, становится невозможным, в результате чего, появляется необходимость устанавливать малогабаритные насосы. К малогабаритным относят насосы 2, 2А и 3 габарита, которые значительно меньше

стандартных и позволяют опускать их в ранее недоступные места, такие как: зауженные или искривленные боковые стволы, проходка искривлений в основных стволах скважин.

Электроприводной центробежный насос для добычи нефти представляет собой многоступенчатую и в общем случае многосекционную конструкцию.

Как и стандартные ЭЦН, малогабаритные имеют внешнее и внутреннее строение. Внешняя часть состоит из основания, корпуса и головки. Внутренняя часть представлена валом, осевой опорой, верхним, промежуточными и нижним подшипниками, а также рядами рабочих ступеней.

Исполнения насосов отличаются материалами рабочих органов, корпусных деталей, пар трения, конструкцией и количеством радиальных подшипников.

Направляющие аппараты, состоящие из единого пакета, опираются на основание и закреплены от проворачивания в корпусе верхним подшипником, и рабочие колеса, посаженные на вал при помощи шпонки, которая входит в паз вала и в паз каждого колеса. Сборка производится на одном валу, поддерживаемому осевой опорой. Данная конструкция передает вращение от вала к рабочим колесам.

Для повышения производительности малогабаритных ЭЦН применяется установка ступеней с цилиндрически направленными лопастями, наклоненными под 45 градусов, схема ступени с наклонно-цилиндрическими лопатками изображена на рисунке 1. Ряды ступеней соединяются подшипниками и вместе составляют конструкцию длиной до 20 метров.



Рисунок 1. Ступень ЭЦН с наклоненными цилиндрическими лопатками

А также для снижения трения и повышения производительности насоса, используют вентильный двигатель на постоянных магнитах. В отличие от асинхронных двигателей, в вентильных ПЭД для создания вращательного момента вместо обмотки в роторе используются редкоземельные постоянные магниты. Основные элементы вентильного электродвигателя – статор с трехфазной обмоткой, ротор с постоянными магнитами, головка и основание. Магнитопровод статора состоит из листов электротехнической

стали с термостойким покрытием, которые запрессованы в трубчатый корпус. Обмотка статора однослойная, протяжная, катушечная, выполнена термостойким обмоточным проводом по схеме «звезда» с выводом общей точки для системы контроля параметров установки. Ротор с постоянными магнитами установлен в расточке статора на подшипниках скольжения.

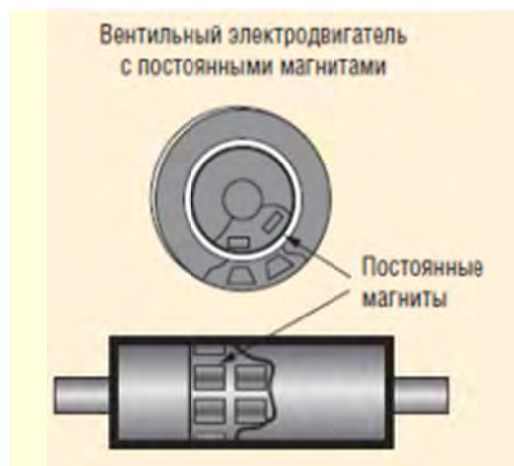


Рисунок 2 Вентильный электродвигатель с постоянными магнитами

Приведем технические показатели насосов 3, 2А и 2 габарита. Значения можно увидеть на таблицах 1-3.

3 габарит ЭЦН имеет диаметр насоса: 81 мм.

2А габарит ЭЦН имеет диаметр насоса: 61 мм

2 габарит ЭЦН имеет диаметр насоса: 55мм. Длина установки -20м.

Таблица 1

Технические показатели ЭЦН 3 габарита

Ступень	Номинальная подача, м ³ /сут.	Рабочий диапазон частот вращения, об./мин.	КПД, %
3-40	40 - 80	3000 - 6000	52
3-80	80 - 160	3000 - 6000	63
3-140	160 - 280	3000 - 6000	64
3-200	280 - 400	3640 - 5820	68

Таблица 2

Технические показатели ЭЦН 2А габарита

Ступень	Номинальная подача, м ³ /сут.	Рабочий диапазон частот вращения, об./мин.	КПД, %
2А-20	20 - 30	3000 - 6000	44
2А-30	30 - 60	3000 - 6000	48

2А-50	60 - 100	3000 - 6000	61
2А-100	100 - 200	3000 - 6000	58

Таблица 3

Технические показатели ЭЦН 2 габарита

Ступень	Номинальная подача, м ³ /сут.	Рабочий диапазон ча- стот вращения, об./мин.	КПД, %
2-20	25 - 100	6000 - 8500	60

Как видно из таблиц, появляется возможность получить номинальную подачу до 400 м³/сут. для 3 габарита, до 200 м³/сут. для 2А габарита и до 100 м³/сут. для 2 габарита. Что открывает возможности к более эффективной добыче, используя высокопроизводительные малогабаритные ЭЦН.

В качестве скважин кандидатов мы предлагаем скважины Самотлорского месторождения. На рассмотрение принимаются 122 скважины. В связи с нехваткой данных, возьмем общую добычу нефти по всем скважинам, что составляет 1584 т/сут. В среднем на каждую скважину приходится 13 т/сут. Из учета, что обводненность не превышает 98%. Насос находится на уровне не ниже 100-150м, если же этот уровень меньше, это может означать, что происходит нехватка мощности насоса. В таком случае предлагается применять высокопроизводительные насосы.

В среднем, после внедрения высокопроизводительных малогабаритных ЭЦН можно получить следующие данные, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

Параметры по скважинам

Наименование параметров	Ед.изм.	Показатели
NPV	Млн.руб.	2,6
Средний дебит по группе скважин	м ³ /сут.	400
Средняя обводненность по группе скважин	%	<98
Средний начальный дебит по группе скважин	м ³ /сут	189

Экономический эффект: NPV*количество скважин = min 317,2 млн. руб./год.

Более детальный экономический расчет произвести не представляется возможным, в связи с недостаточным количеством данных.

Малогабаритные ЭЦН высокой производительности позволят добывать большее количество углеводородов, нежели стандартные ЭЦН 5 и более габаритов. Применение данной технологии будет экономически выгодно и способствует разработке трудноизвлекаемых запасов, в том числе, повышается эффективность скважин после ЗБС.

Библиографический список

1. Осипов П. Е. Гидравлика, гидравлические машины и гидропривод: учебное пособие / П. Е. Осипов. 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Лесная промышленность. – 1981. – 424 с. – Текст : непосредственный.

2. Погребная И. А. Основы гидравлики и гидропневмопривода / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Ю. И. Казаринов. – Ставрополь. Логос. – 2018 – с. 90 – Текст : непосредственный.

3. Погребная И. А. Центробежные насосы / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный. Вопросы современной науки Монография, том 32, Интернаука – Москва. – 2018. – С. 59-75.

4. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.

5. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.] – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Султыгов Манас Мочхаевич, ассистент, Тюменский индустриальный университет, филиал в г. Нижневартовске.

THE USE OF SMALL-SIZED HIGH-PERFORMANCE ESN IN WELLS AFTER THE SIDE TRACKS KICKOFF

Author: Nikonorov R. K., student, roma.nikonorov@mail.ru

Research supervisor: Sultygov M. M., assistant, Industrial University of Tyumen.

Abstract: in this paper, the use of small-sized high-performance ESP for wells after the side tracks kickoff is considered. Pumps of sizes 2, 2A and 3 have proven themselves well when working in wells after the side tracks kickoff. The scope of application of the pumps is quite wide, both in curved boreholes and in lateral boreholes, and also ideally suited for casing columns with a diameter of 4 and 4.5 inches.

The calculation of economic costs is also presented and methods for increasing the productivity of small-sized ESPs are indicated.

Key words: small-sized ESP, high performance.

РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ, ТЕХНОЛОГИЙ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКРЕПЛЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Паникаровский Е. В. канд. техн. наук, доцент, panikarovskijev@tyuiu.ru
Паникаровский В. В. д-р техн. наук, профессор, panikarovskijvv@tyuiu.ru
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Вынос песка из продуктивного пласта газовых скважин приводит износу подземного и наземного оборудования, созданию каверн в призабойной зоне и может привести пожару на устье эксплуатационной скважине.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, песок, фильтр, сеноман, скважина.

При разработке технологических жидкостей и технологий крепления слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта (ПЗП) необходимо отметить, что механизм разрушения представлен многообразием причин, ведущих к ее разрушению и выносу песка в ствол скважин, и обуславливается геологическими, техническими, технологическими, факторами [1, 2].

Основные причины разрушения ПЗП и последующий вынос песка показаны на рисунке 1.



Рисунок 1. Основные причины разрушения ПЗП

Для подбора оптимальной композиции и создания противопесочного фильтра были проведены лабораторные испытания следующих полимерных материалов и резиновых смесей: вспенивающий полистирола «Альфапор», резиновой крошки вторичной переработки, ПНД вторичной переработки, полипропилена вторичной переработки, полистирол ПСМ-115.

Для проведения эксперимента была отобрана навеска полистирола ПСМ-115 и проведено закачивание готового состава в образец керна. Для замера проницаемости до и после опыта использовалась лабораторная установка FDES-645Z, замер проницаемости по газу проводили с использованием пермеаметра-порозиметра AP-608, испытание на разрушение при продольном и осевом сжатии проводили на прессе Cyber-Plus Evolution - C109N, как показано на рисунке 2.

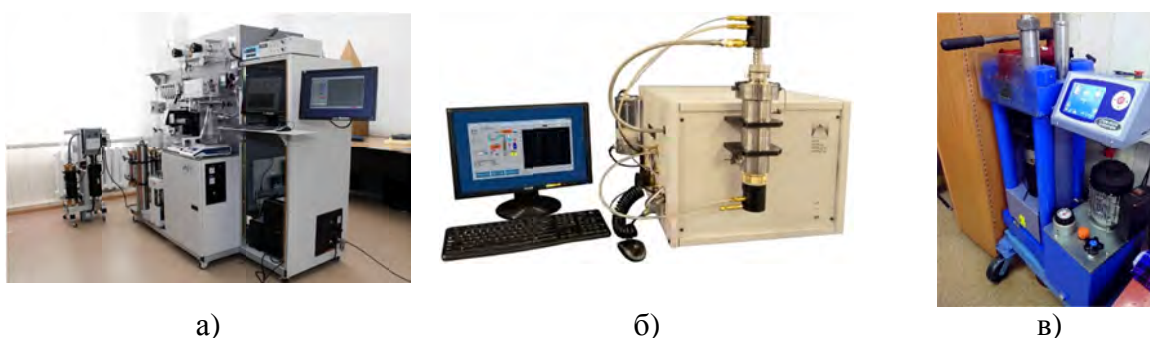


Рисунок 2. Лабораторное оборудование:
а) лабораторная установка FDES-645Z, б) пермеаметр-порозиметр AP-608,
в) пресс Cyber-Plus Evolution – C109N

На рисунке 3 отображена схема образца, изготовленного из гранул полистирола, помещенных в термоусадочную трубку.

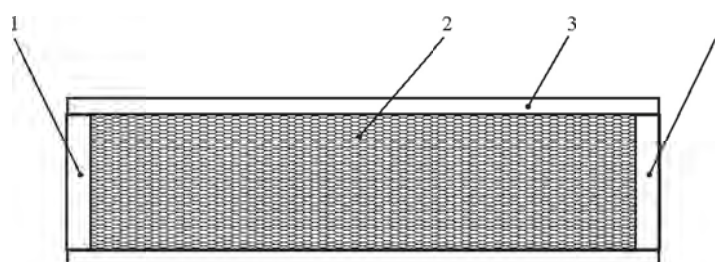


Рисунок 3. Принципиальная схема образца, изготовленного из гранул полистирола, помещенных в термоусадочную трубку:
1 – стальные перфорированные диски, 2 – гранулы ПСМ-115,
3 – термоусадочная тефлоновая трубка

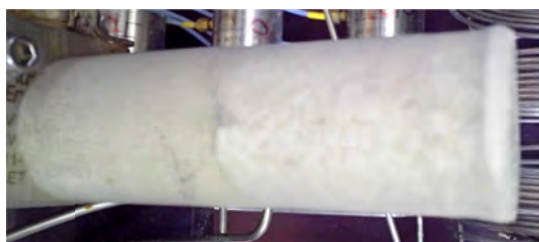
На рисунке 4 показан образец из полистирола ПСМ-115 после закачивания смеси ацетона, уайт-спирита и дистиллированной воды с выстой-

кой 60 минут, его проницаемость равна 10,3 Дарси, После разрядки образца гранулы полистирола склеены.



Рисунок 4. Образец из полистирола ПСМ-115

Дальше провели продувку образца сеноманским песком, образец изготовили из половинки образца и части сеноманского рыхлого керна как показано рисунке 5 а, на рисунке 5 б образец после продувки сеноманским песком. Вынос песка через образец полистирола не был зафиксирован.



а)



б)

Рисунок 5. Опытный образец до и после продувки сеноманским песком

Области применения разработанного состава

1. Крепление ПЗП при проведении капитального ремонта скважин с использованием передвижного подъемного агрегата (с глушением скважин).

2. По результатам успешного крепления ПЗП с использованием передвижного подъемного агрегата рекомендуется провести апробацию технологии с применением колтюбинговой установки при промывке ПЗП.

3. Создание внутрискважинного фильтра в эксплуатационной колонне при невозможности закачивания состава в интервал перфорации сеноманского коллектора.

4. Перспективное направление – оценка возможности закачивания состава при проведении работ по заполнению образующихся трещин ГРП.

5. Перспективное направление – создание искусственных фильтровых секций в устьевой обвязке эксплуатационных пескопроявляющих скважин.

Библиографический список

1. Паникаровский Е. В. Проблемы эксплуатации сеноманских скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский. – Текст непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 67-72.

2. Паникаровский Е. В. Технологии интенсификации притока сеноманских скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский З. А. Мурзалугов. – Текст непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 48-50.

DEVELOPMENT OF COMPOSITIONS, TECHNOLOGIES OF PREPARATION AND APPLICATION OF FIXING COMPOSITIONS TO PREVENT SAND OUTPUT FROM PRODUCTION GAS WELLS

Authors: Panikarovsky E. V. cand. tech. Sciences, Associate Professor, Panikarovsky V.V. Dr. tech. Sciences, Professor, Industrial University of Tyumen.

Abstract: The removal of sand from the productive formation of gas wells leads to wear of underground and surface equipment, the creation of caverns in the bottomhole zone and can lead to a fire at the mouth of a production well.

Key words: bottomhole formation zone, sand, filter, Cenomanian, well.

УДК 622.276

ПОДХОД К ОПЕРАТИВНОМУ ИЗМЕНЕНИЮ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ В ПРОЦЕССЕ СТРАВЛИВАНИЯ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ ПОСЛЕ ГРП

Рябуха А. В., магистрант, Шешукова Г. Н., кандидат технических наук, доцент Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Рябков И. И., Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»

Аннотация. Одним из осложнений в скважинах с гидравлическим разрывом пласта (ГРП) является обратный вынос проппанта.

Сброс избыточного давления из внутреннего пространства колонны насосно-компрессорных труб после ГРП может быть осуществлен путем постепенного дросселирования вытекающей жидкости.

Ограничение скорости выхода жидкости, закаченной в пласт при гидравлическом разрыве пласта, приводит к увеличению продолжительности освоения скважины.

Описан подход к оперативному регулированию стравливания избыточного давления после ГРП на основе определения критического дебита и пластической вязкости исходящей жидкости из ствола скважины.

Ключевые слова: дебит, расход, избыточное давление, пропант, гидравлический разрыв пласта, пластическая вязкость.

В качестве метода повышения нефтеотдачи и интенсификации притока из пласта в скважинах на месторождениях Западной Сибири выполняют гидравлический разрыв пласта (ГРП). Технология стандартного ГРП заключается в последовательной закачке в скважину буферной жидкости, геле-проппантовой смеси и ее продавки в пласт.

Одним из осложнений в скважинах с ГРП является обратный вынос проппанта, приводящий к преждевременному износу установок электроцентробежных насосов, уменьшению их наработки на отказ.

Количество проппанта, поступающего в скважину вместе с потоком пластового флюида, возможно на этапах ее освоения и начальной эксплуатации.

Одним из требований к технологии освоения скважин после ГРП является сохранение максимальной проницаемости трещины, созданной при ГРП.

Регулируемая разрядка скважины (сброс избыточного давления из внутреннего пространства колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) и подпакерной зоны) может быть осуществлена путем постепенного дросселирования вытекающей жидкости или ее быстрого («мгновенного») излива.

При не правильном выборе скорости стравливания избыточного давления вынос проппанта может происходить непосредственно из трещин, образованных и раскрытых в процессе ГРП в призабойной зоне пласта (ПЗП), что приведет к постепенному смыканию трещин и уменьшению производительности скважины.

При дросселировании стравливание избыточного давления осуществляется через штуцер определенного диаметра.

Ограничение скорости выхода жидкости, закаченной в пласт при ГРП, из-за риска обратного выноса проппанта приводит к увеличению продолжительности освоения скважины.

В процессе стравливания избыточного давления в скважине может наблюдаться вынос проппанта на поверхность.

Возможны два источника поступления проппанта на дневную поверхность. Первый – выход проппанта из трещины. Второй – наличие проппанта внутри насосно-компрессорных труб (НКТ). На заключительной стадии проведения ГРП имеет место недопродавка проппанта в продуктивный пласт с целью снижения вероятности излишне глубокого продавливания проппанта в пласт.

Для оценки объема проппанта, вышедшего из трещины в процессе стравливания, необходимо определение количества недопродавленного проппанта в продуктивный пласт при ГРП, находящегося в стволе скважины.

Подтвердить или опровергнуть наличие проппанта, оставленного в стволе скважины после ГРП, позволяет выполнение геофизических работ по отбивке забоя перед началом и после стравливания избыточного давления в скважине.

Предельный дебит стравливания можно определить, как величину предельного расхода, способного поднять зерно проппанта с забоя скважины на основе закона Стокса по формуле:

$$Q_c = \frac{\pi \cdot g (\rho_{\text{проп}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot r^2}{18 \cdot \mu} \cdot D_K^2, \quad (1)$$

где Q_c – величина предельного расхода, способного поднять зерно проппанта с забоя скважины, $\text{м}^3/\text{с}$;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$;

$\rho_{\text{проп}}$ – минеральная плотность проппанта, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;

μ – вязкость жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

r – радиус сферической частицы (проппанта), м ;

D_K – внутренний диаметр обсадной колонны, м .

Ограничение скорости выхода жидкости, закаченной в пласт при ГРП, из-за риска обратного выноса проппанта приводит к увеличению продолжительности освоения скважины.

В процессе стравливания избыточного давления в скважине может наблюдаться вынос проппанта на поверхность.

На основе визуального наблюдения за наличием (отсутствием) проппанта на устье и результатов расчетов по формуле (1) по полученным значениям пластической вязкости жидкости, выходящей из скважины, проводится оценка возможного увеличения скорости стравливания жидкости.

Рассмотрим в качестве примера следующий сценарий регулирования дебита стравливания избыточного давления после ГРП.

С установкой штуцера дебит извлекаемой жидкости в процессе стравливания в скважине составил $0,6 \text{ м}^3/\text{час}$. Замеры пластической вязкости жидкости, после извлечения ее в объеме внутреннего пространства насосно-компрессорных труб, показали не превышение значений $7,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Плотность жидкости примем за постоянную величину (рисунок 1).

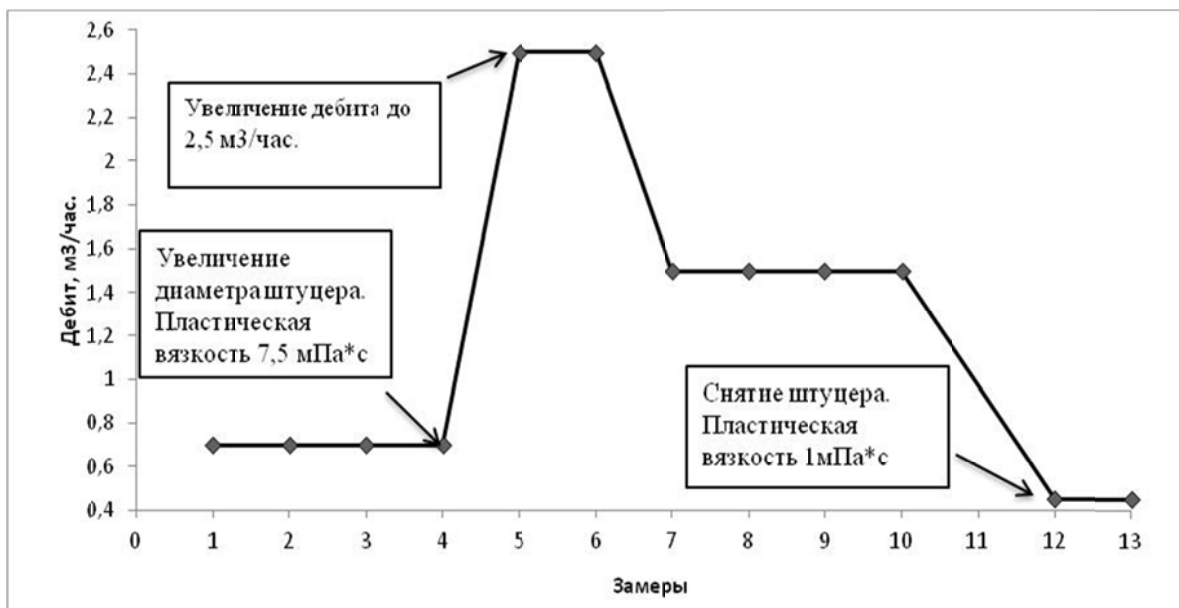


Рисунок 1 Сценарий регулирования дебита извлекаемой жидкости в процессе стравливания избыточного давления в скважинах после ГРП

Оценим возможность увеличения дебита стравливания (применение штуцера большего диаметра или его снятия), не превышая максимально допустимого расчетного дебита.

Критический дебит в зависимости от пластической вязкости для подъема жидкости по эксплуатационной колонне, определенный по формуле 1, составил $83,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ($3,5 \text{ м}^3/\text{час.}$).

Применив штуцер большего диаметра, произошло увеличение дебита жидкости до $2,5 \text{ м}^3/\text{час.}$

В дальнейшем, как видно из графика, дебит начинает падать до значения, при котором можно стравливать давление без применения штуцера.

Таким образом, увеличение дебита выходящей жидкости при стравливании давления после ГРП уменьшило срок завершения операции.

Использование описанного подхода к оперативному регулированию дебита стравливания избыточного давления после ГРП позволяет сократить продолжительность данной операции и освоения скважины.

AN APPROACH TO OPERATIONAL CHANGE OF FLUID RATE DURING OVERPRESSURE BLEEDING IN WELLS AFTER HYDRAULIC FRACTURING

Authors: Ryabukha Anatoly Vasilievich, graduate student of Industrial University of Tyumen, Sheshukova Galina Nikolaevna, Ph. D., associate professor Industrial University of Tyumen, Rybkov I. I., Tyumen Branch «SurgutNIPIneft».

Annotation: One of the problems in wells with hydraulic fracturing is the reverse returns of proppant. Bleeding of overpressure from the inner space of the tubing string after hydraulic fracturing can be carried out by gradual throttling of the outflow liquid. Limiting the rate of release of fluid injected into the formation during hydraulic fracturing leads to an increase in the duration of well development.

Described is an approach to operational control of overpressure release after hydraulic fracturing based on determination of critical flow rate and plastic viscosity of outgoing liquid from the well bore.

Keywords: production rate, rate of flow, overpressure, proppant, hydraulic fracturing, plastic viscosity.

УДК 644

О РЕЖИМАХ РАБОТЫ ПО ПРЕДПОЛАГАЕМЫМ СТАДИЯМ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УВ С ПОМОЩЬЮ СПИРАЛЕВИДНЫХ СКВАЖИН

Сафина Д. В., Иващенко М. Е., студентки, Аитов И. С., доцент, к. г. н., Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. С появлением нефтяной отрасли люди пытались добиться максимального значения КИН. Именно поэтому на сегодняшний

день уже используются следующие виды скважин: вертикальные, наклонно-направленные, горизонтальные. Но с каждым годом инженеры пытаются внедрить новые технологии для увеличения КИН. В связи с этим мы предлагаем познакомиться с нашим взглядом на конструкцию скважины. На наш взгляд, новая конструкция скважины поможет:

1) дренировать больше пространственного объема продуктивного пласта;

2) работать более гибко в областях ВНК и ГНК на некоторых витках с помощью диаметрально противоположно расположенных 4-х клапанов (сверху, снизу и по бокам);

3) клапаны, расположенные по бокам, позволяют работать СС как в режиме эжектора и антиэжектора.

Ключевые слова: спиралевидные скважины (СС), сокращение количества стадий разработки, режимы работ, реверс движения жидкости.

Конструкция СС предполагает замену традиционных скважин (вертикальных, наклонно-направленных) спиралевидными, что позволит на несколько процентов повысить коэффициент извлечения нефти (рис. 1).

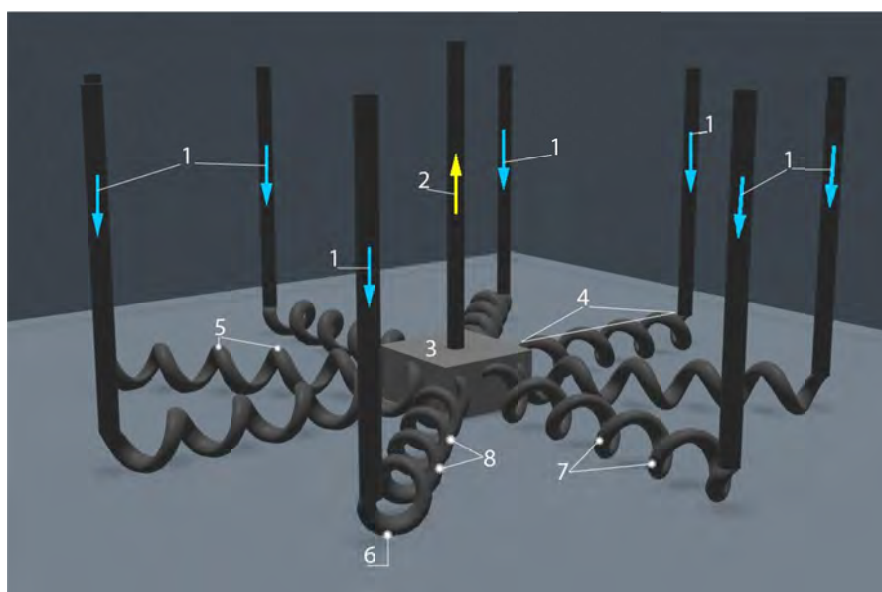


Рисунок 1. Демонстрационная схема звездчатого расположения спиралевидных скважин

1) движение рабочей жидкости к спиралевидному участку скважины; 2) выход обогатщенной нефтью жидкости на поверхность; 3) клапанный блок управления движением жидкости из СС; 4) подземная часть СС с витками; 5) верхние клапаны витка спирали; 6) нижние клапаны витка спирали; 7) левые клапаны витка спирали; 8) правые клапаны витка спирали

Мы предполагаем, что использование СС позволит сократить общепринятые стадии с 4-х до 3-х. Каждая стадия разработки с помощью СС характеризуется определенным набором режимов работ (табл. 1).

Так, на первой стадии работы будут вестись без применения насосов, так как пластовое давление и давление внутри СС очень высокие. Поэтому происходит самоизлив, и обогатенная нефтью гидросмесь стремится к устью. На второй стадии начинает работать один из насосов, ведется их попеременная работа, так как давление на данной стадии начинает снижаться. На третьей стадии, ввиду значительного снижения давления в пласте, при попеременной работе насосов один из них можно ввести в режим нагнетания для поддержания внутрипластового давления. А так же можно детально обрабатывать призабойную зону.

Таблица 1

Взаимосвязь динамики гидроэлеватора
с параметрами давления внутри СС и на устьях по стадиям разработки

Стадии разработки	Рабочее состояние насоса 1; соотношение давлений внутри СС и на устье 1	Рабочее состояние насоса 2; соотношение давлений внутри СС и на устье 2	Динамика гидросмеси по СС
C1	$P1 < P3 \parallel 0$	$P2 < P3 \parallel 0$	вытекает через оба устья
C2	$P1 > P3 \parallel X$	$P2 < P3 \parallel 0$	вытекает через устье 2
	$P1 < P3 \parallel 0$	$P1 > P3 \parallel X$	вытекает через устье 1
C3	$P1 > P3 \parallel X$	$P2 < P3 \parallel 0$	вытекает через устье 2 с возможность реверса
	$P1 < P3 \parallel 0$	$P2 > P3 \parallel X$	вытекает через устье 1 с возможность реверса
	$P1 > P3 \parallel X$	$P2 > P3 \parallel X$	перевод в режим нагнетания, детальная обработка ПЗ в т.ч. с гибким конфигурированием клапанов

Пояснение к табл.1: C1, C2, C3 – стадии 1,2 и 3; X – насос работает на нагнетание; 0 – насос не работает; P1 – давление на устье 1, P2 – давление на устье 2, P3 – давление внутри СС.

Благодаря СС и двум насосам можно направлять жидкость как в одну, так и в другую сторону, иначе говоря, происходит реверс движения жидкости.

Таким образом, спиралевидные скважины, по нашему мнению, могут стать новым инструментарием нефтегазодобычи, позволив более эффективно воздействовать на залежи углеводородов. Целью предлагаемого проекта служило обоснование применения СС как нового инструментария нефтедобычи. Для решения поставленных задач нами были описаны основные свойства спиралевидных скважин и их конфигурации, а также предполагаемые режимы работы. Осуществлен срав-

нительный анализ традиционных скважин и СС; выведен круг вопросов для создания методики построения цифровых моделей СС и особенностей их функционирования.

На рисунке 2 представлена принципиальная схема с основными элементами модели СС.

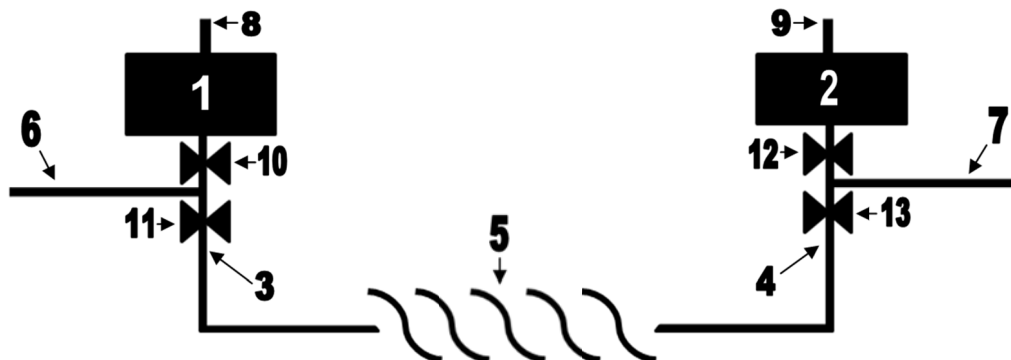


Рисунок 2. Принципиальная схема основных элементов спиралевидной скважины
Пояснение к рисунку: 1 – насос 1; 2 – насос 2; 3 – устье 1; 4 – устье 2; 5 – подземная часть спиралевидной скважины; 6 – отвод гидросмеси в обход насоса 1; 7 – отвод гидросмеси в обход насоса 2; 8 – гидросмесь, обрабатываемая насосом 1; 9 гидросмесь, обрабатываемая насосом 2; 10 – задвижка, регулирующая подачу гидросмеси на насос 1; 11 – задвижка, выход гидросмеси из устья 1; 12 – задвижка, регулирующая подачу гидросмеси на насос 2; 13 – задвижка, выход гидросмеси из устья 2

Преимущества спиралевидных скважин: повышение объема дренируемой части пласта; работа в разрабатываемом нефтяном пласте одновременно, либо посекционно, попеременно либо поэтапно; конфигурации (одинарная, звездчатая, батарейная и т. д.); более гибкая работа в областях водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК) на некоторых витках с помощью клапанов на 4-х уровнях (расположенных сверху, снизу и по бокам), которые могут работать в режиме эжектора и инжектора.

Библиографический список

1. Пятахин М. В. Гидродинамическая модель газожидкостного потока в скважине для импортозамещения коммерческого программного обеспечения / М. В. Пятахин, О. В. Николаев, Ю. М. Пятахина. – Текст: непосредственный // Территория нефтегаз. – Москва, 2016. – № 5. – С. 34-42.

2. Исаньюлова Д. В. Спиралевидные скважины как альтернативный способ извлечения нефти / Д. В. Исаньюлова, М. Е. Иващенко. – Текст: непосредственный // Нефть и газ. – 2021. – Том 1. – С. 242-243.

3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.

ON THE MODES OF OPERATION FOR THE PROPOSED STAGES OF DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS USING SPIRAL WELLS

Authors: Safina D. V., Ivashchenko M. E., students, Aitov I. S., Associate Professor, Ph. D., Tyumen Industrial University, Nizhnevartovsk.

Annotation. With the advent of the oil industry, people tried to achieve the maximum value of KIN. That is why the following types of wells are already used today: vertical, directional, horizontal. But every year engineers try to introduce new technologies to increase the KIN. In this regard, we propose to get acquainted with our view on the design of the well. In our opinion, the new well design will help: drain more of the spatial volume of the productive reservoir; work more flexibly in the areas of VNK and GNK on some branches with the help of diametrically oppositely located 4 valves (top, bottom and sides); the valves located on the sides allow you to work with both in the ejector and anti-ejector mode.

Keywords: Spiral wells (SS), reduction of the number of development stages, operating modes, reverse fluid flow.

УДК 621.438

СОВРЕМЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Овсянкин А. М., доцент, канд. техн. наук,
Национальный авиационный университет, г. Киев (Украина)

Аннотация. Приведены описание и конструктивные особенности блочно-модульного трехфазного сепаратора для проведения исследований скважин на продуктивность. При разработке опытного сепаратора использовались наработки института в сфере проектирования и исследования эффективности сепарационного оборудования.

Ключевые слова: природный газ, трехфазный сепаратор, блочно-модульная установка, пластовый флюид, исследование скважин.

При эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных месторождений надо регулярно проводить исследования по дебиту и качеству углеводородного сырья для выполнения прогноза, т. к. исследуемые параметры скважин изменяются во времени [1].

Если количество скважин велико на месторождении, то при подборе оборудования для индивидуального определения количественных значений параметров продукции по жидкости и газу является сложной проблемой. Для облегчения решения этой проблемы используют исследователь-

ские сепараторы для распределения продукции скважины на жидкую и газовую фазы с последующей оценкой их количественного измерения и определения физических свойств [2].

Передовые добывающие и инжиниринговые компании, такие как BLISS AMERICA, ATLAS и Specialist services Group (OAE), Schlumberger и многие другие, на рынке нефтегазового оборудования предлагают свои разработки опытных трехфазных сепараторов (well test separator) [3]. Одновременно большинство отечественных производителей нефтегазового оборудования используют в своих проектах стандартизированные разделительные аппараты. Конструкция этих аппаратов была разработана в 60-80 гг. прошлого века, и эффективность их работы не удовлетворяет современным требованиям относительно степени разделения фаз, также они являются более металлоемкими и, как правило, имеют узкий диапазон рабочих нагрузок.

Сегодня нефтегазовые предприятия при обустройстве объектов добычи отдают предпочтение поставкам оборудования в состоянии высокой монтажной готовности. Такому требованию должны отвечать в том числе мобильные и стационарные комплексы для исследования скважин в блочно-модульном исполнении, конструктивные и технические решения направлены на повышение эффективности, удобства обслуживания и эксплуатации, снижение массогабаритных характеристик.

Используя многолетний опыт проектирования и исследования эффективности сепарационного оборудования, специалисты УкрНИИГаза на заказ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» разработали современный блочно-модульный измерительный комплекс [4] с использованием высокоэффективных сепарационных устройств. Это конструкция горизонтального аппарата с горизонтальным направлением основных потоков.

Основные технические характеристики «пилотной» установки приведены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики блочно-модульного сепаратора для исследования скважин

Наименование показателя	Размерность	Значение
Производительность по газу	тыс. м ³ /сутки	500
Максимальное рабочее давление	МПа	8,7
Температура рабочей среды	градус	минус 30-40
Газоконденсатный фактор	г / м ³	500
Газоводяной фактор	г / м ³	900
Внутренний диаметр 3-фазного сепаратора	мм	800
Габаритные размеры установки блока	мм	8000x2300x2500

Установка монтируется на раме, которая оснащена съемной крышей (рис. 1, крыша условно не изображена). На раме размещены сепаратор, фильтр газовый сетчатый, трубопроводная обвязка, запорная арматура, регулирующая арматура и контрольно-измерительные приборы.

Монтаж установки предусмотрено производить на оборудованной площадке рядом со скважиной. Трубопровод от скважины подключается к манифольду тампонажному, где давление входного флюида дросселируется до рабочего давления установки. Далее трубопровод от манифольда сочленяется с входным трубопроводом пластового флюида с помощью быстроразъемных трубопроводных фитингов типа Hammer Union (рис. 1). Для предотвращения гидратообразования на манифольде тампонажном предусмотрен штуцер впрыска ингибитора гидратообразования. Для предотвращения превышения давления на установке и предупреждения аварийной ситуации на корпусе сепаратора установлен предохранительный сбросной клапан.

В трехфазном сепараторе происходит распределение пластового флюида на природный газ, углеводородный конденсат и пластовую воду.

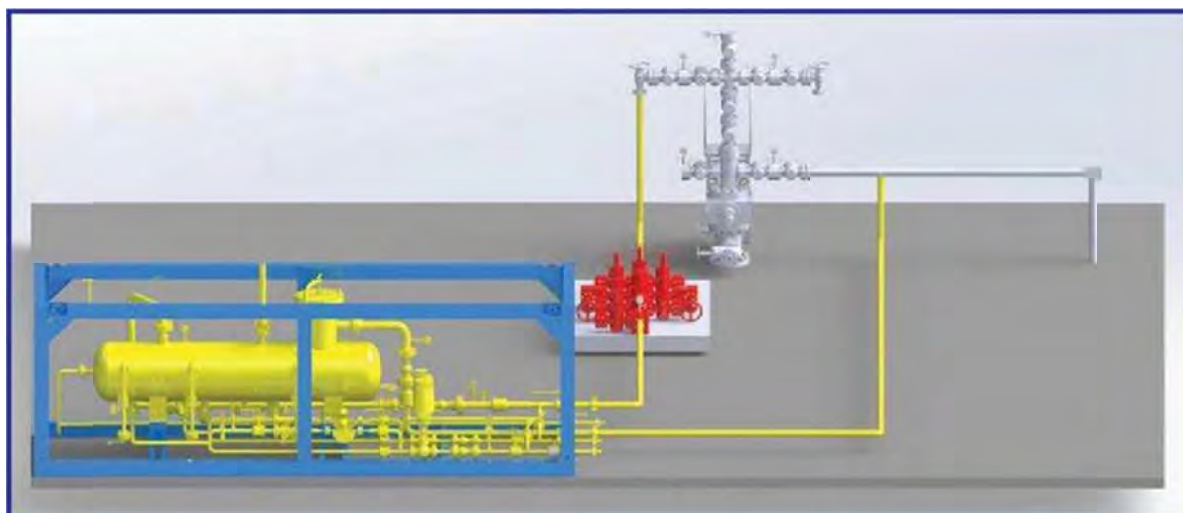


Рисунок 1. Современные комплексы для исследования скважин

Сепаратор состоит из основного корпуса Ду 800 и удлиненного патрубка люк-лаза Ду 450, к которому присоединяется штуцер входа пластового флюида. Сепарационная тарелка распределяет корпус сепаратора на две зоны: сепарационно-приемную зону и зону разделения жидкостей. В первой расположены сепарационные устройства и приемную камеру. В качестве сепарационного устройства использована модульная насадка с широким диапазоном стабильной работы, конструкция насадки защищена патентом АТ "УГВ" [4]. В зоне разделения жидкостей установлена камера для сбора конденсата углеводородного и перегородка для отделения пластовой воды. Конструкция камеры и перегородки создает зону разделения фаз, которая имеет максимально возможную неизменную площадь по-

верхности для более эффективного распределения жидкостей, которые не смешиваются.

Блочное выполнение опытного трехфазного сепаратора позволяет быстро и без долговременных проектных работ интегрировать его в имеющиеся схемы установок подготовки природного газа как дополнительную степень сепарации для повышения производительности УКПГ при увеличении добычи газа вследствие проведения интенсификации, гидро-разрывов, подключения новых скважин и тому подобное.

Отличительные особенности и преимущества установки:

- широкий диапазон работы по производительности, что позволяет тестировать скважины с различным дебитом;
- возможность направлять выходные потоки в шлейф или емкости сбора жидкостей;
- мобильность и компактность;
- высокая степень разделения фаз и сред;
- возможность применения как в стационарном, так и в мобильном исполнении;
- использование быстроразъемных соединений значительно уменьшает время монтажно-демонтажных работ;
- высокоэффективные сепарационные устройства с широким диапазоном стабильной работы защищены патентом АТ "УГВ".

Разработанные технические решения по конструкции сепарационных и распределительных устройств обеспечивают высокую степень сепарации, удобство обслуживания и надежность эксплуатации исследовательского комплекса.

Библиографический список

1. Синайский Э. Г. Сепарация многофазных многокомпонентных систем / Э. Г. Синайский. – Москва: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 621 с. – Текст: непосредственный.
2. Казаринов Ю. И. Современные зарубежные технологии интенсификации добычи нефти / Ю. И. Казаринов. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске. – Тюмень: ТИУ, 2021. – С. 194-196.
3. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.] – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.
4. Патент UA 82502 Україна, МПК В01J 19/32 В01D 45/00 / Контакт-но-сепарационний модуль / Воробйов Р. О.; заявник і власник Київ. ПАТ «Укргазвидобування». – № u201214978; заявл. 27.12.2012; публ. 12.08.2013, Бюл. № 15.

5. Казаринов Ю. И. Гидравлика и гидропневмоприводы транспортных и транспортно-технологических машин и оборудования: учебное пособие / Ю. И. Казаринов, И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Москва: Знание-М, 2021. – 112 с. – Текст: непосредственный.

MODERN COMPLEXES FOR WELL RESEARCH

Authors: Ovsyankin A. M., candidate of technical sciences, associate professor of National Aviation University (Kiev, Ukraine), anatol.ovsiankin@npp.nau.edu.ua.

Abstract: The description and design features of a block-modular three-phase separator for well testing for productivity are given. During the development of the experimental separator, the institute's achievements in the field of designing and researching the efficiency of separation equipment were used.

Key words: natural gas, three-phase separator, block-modular plant, reservoir fluid, well testing.

УДК 622.279.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ГАЗОТДАЧИ ПРИ ОСВОЕНИИ СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО ГКМ

Сивцева А. В., студент
Политехнический институт (филиал) ФГАОУ ВО
СВФУ имени М. К. Аммосова в г. Мирном

Аннотация. В работе рассмотрена возможность проведения кислотной обработки ПЗП, потенциал гидравлического разрыва пласта, применение горизонтальных скважин на СВГКМ, а также произведены соответствующие технологические расчеты. На основе полученных результатов произведено сравнение и выбран наиболее эффективный метод увеличения газоотдачи на Средневиллюйском ГКМ.

Ключевые слова: Средневиллюйское ГКМ, призабойная зона пласта, газоотдача, кислотная обработка, гидравлический разрыв пласта, горизонтальные скважины, дебит, проницаемость.

Методы увеличения притока в скважину – комплекс мероприятий, направленных на увеличение проницаемости пласта-коллектора в призабойной зоне скважины. От состояния призабойной зоны пласта существенно зависит эффективность разработки месторождения. Все известные методы воздействия на ПЗП проводятся: для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы

трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта [1].

Целью данной работы является оценка эффективности методов увеличения газоотдачи пласта при освоении Средневилюйского газоконденсатного месторождения. Для выполнения поставленной цели решены следующие задачи: рассмотрены и рассчитаны методы увеличения газоотдачи пласта; определен технологический эффект от выбранных методов увеличения газоотдачи в скважинах.

Существует много разновидностей увеличения притока, но в данной работе будет рассмотрен процесс кислотной обработки ПЗП, гидроразрыва пласта и применение горизонтальных скважин на Средневилюйском ГКМ. Для оценки эффективности проведения методов увеличения газоотдачи, для повышения производительности выбраны скважины №53, №58, характеризующиеся наименьшими производительностями на Средневилюйском месторождении. Исходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные по скважинам Средневилюйского ГКМ

Показатели	Обозначение	Скважина	
		53	58
Глубина скважины	H, м	2507	2502,2
Пластовое давление	$P_{пл}$, МПа	24,08	23,56
Толщина пласта	h, м	9	6,8
Содержание карбонатов	C_k , %	3	
Средняя плотность вышележащих горных пород	$\rho_{п}$, кг/м ³	2670	
Наружный диаметр обсадных труб	D_n , м	0,168	
Внутренний диаметр обсадных труб	D_v , м	0,146	
Темп закачки жидкости гидроразрыва	Q , м ³ /с	0,015	
Концентрация песка	C_o , кг/м ³	300	
Радиус скважины	R_c , м	0,075	
Пластовая температура	$T_{пл}$, К	326	327,7
Начальный дебит вертикальной скважины	Q_v , тыс м ³ /сут	104,1	115,1
Длина фрагмента залежи	Lфр, м	1100	1600

Глинокислотная обработка пласта (ГКО). Основным назначением кислотной обработки является закачка кислоты в пласт, с целью расширения размеров микротрещин и каналов, а также совершенствования их сообщаемости меж собой. В качестве кислоты применяется глинокислота, который представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот. Данный вид кислотной обработки производится в терригенных коллекторах [2].

В таблице 2 приведена оценка эффективности после проведения ГКО.

Таблица 2

Оценка эффективности после проведения ГКО

Показатели	Обозначение	Скважина	
		53	58
Объем раствора глиноукислоты	$V_{ГК}, м^3$	2,7	2,04
Объем промывки скважины	$V_{пр}, м^3$	11,27	11,27
Забойное давление при продавке раствора	$P_{заб}, МПа$	34,11	33,59
Скорость движения жидкости по трубам	$v, м/с$	9,4	
Давление на выкиде насоса	$P_{вн}, МПа$	86,06	85,44
Время нагнетания раствора	$t, час$	0,89	0,85
Пористость перед обработкой	$m_0, \%$	21,3	16,8
Радиус стимулированной зоны	$r_k, м$	0,5	
Пористость после ГКО	$m_g, \%$	24,0	19,5
Проницаемость породы	$k, мкм^2$	0,217	0,639
Скин-фактор	$Skin$	-1,17	-1,25
Ожидаемый эффект	n	1,61	1,63
Дебит скважин до ГКО	$Q_1, тыс.м^3/сут$	104,1	115,1
Дебит скважин после ГКО	$Q_2, тыс.м^3/сут$	167,6	187,6

Гидравлический разрыв пласта (ГРП). Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины путем закачки вязкой жидкости создаются высокие давления, превышающие в 1,5-2 раза пластовое давление, в результате чего пласт расслаивается и в нем образуются трещины.

Жидкости для гидроразрыва пласта подразделяются на три группы: жидкость разрыва, жидкость песконоситель и продавочная жидкость. В данной работе в качестве жидкости разрыва применяется водный раствор хлорида кальция с плотностью 1020 кг/м^3 , который может не замерзнуть до температуры минус 55°C , что подходит по климатическим условиям Якутии, а в качестве наполнителя – кварцевый песок (проппант) [3].

Применение горизонтальных скважин (ГС). Горизонтальная скважина (ГС) – это скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой пласта с углом наклона $80-100^\circ$ относительно вертикали.

Горизонтальные стволы, проходя по продуктивному пласту на сотни метров, а в отдельных случаях несколько сотен метров, могут открыть в неоднородном пласте участки трещиноватых зон с повышенной проницаемостью, что даст возможность получить дебиты в несколько раз выше, чем по вертикальным скважинам [4].

В таблице 3 приведена оценка эффективности после проведения ГРП.

Таблица 3

Оценка эффективности после проведения ГРП

Показатели	Обозначение	Скважина	
		53	58
Вертикальное горное давление	$P_{вг}$, МПа	65,67	65,54
Давление разрыва	$P_{разр1}$, МПа	43,09	43,48
Потери давления на трение в трубах	$P_{тр}$, МПа	0,091	0,091
Рабочее давление на устье скважины	P_v , МПа	14,01	14,46
Объем жидкости разрыва	V_p , м ³	7,5	
Объем жидкости-песконасителя	$V_{пж}$, м ³	26,7	
Объем продавочной жидкости	$V_{пр}$, м ³	54,5	54,4
Время проведения гидроразрыва	T , сут	0,068	0,068
Длина вертикальной трещины	l , м	25,82	26,82
Ширина трещины на стенке скважины	ω_0 , м	0,14	0,15
Ожидаемый эффект	n	1,78	1,78
Дебит скважин до ГРП	Q_1 , тыс.м ³ /сут	104,1	115,1
Дебит скважин после ГРП	Q_2 , тыс.м ³ /сут	185,3	204,9

В таблице 4 приведена оценка эффективности при горизонтальной скважине.

Таблица 4

Результаты расчета при горизонтальной скважине

Параметр	Единица измерения	Значение скв. №53	Значение скв. №58
Начальный дебит горизонтальной скважины	тыс. м ³ /сут	208,2	230,2
Удельные запасы горизонтальной скважины $Q_{зап}$	млрд. м ³	1,08	1,20
Величины фильтрацион. сопротивления вертикальных скважин a^*		1,90	1,44
Величины фильтрацион. сопротивления вертикальных скважин b^*		1,82	1,04
Коэффициент фильтрацион. сопротивлений горизонтальных скважины, a_r	МПа ² сут/тыс. м ³	0,28	0,24
Коэффициент фильтрацион. сопротивлений горизонтальных скважины, b_r	МПа ² сут/тыс. м ³	$1,35 \cdot 10^{-5}$	$7,94 \cdot 10^{-6}$
Дебит скважины, полностью вскрывшей пласт, $Q_{пол}$	тыс. м ³ /сут	967	1097,9
Дебит горизонтальной скважины, не полностью вскрывшей полособразный пласт	тыс. м ³ /сут	210	235

Прирост дебита после проведения глинокислотной обработки скважины, гидравлического разрыва пласта и зарезки горизонтального ствола приведен на рисунке 1.

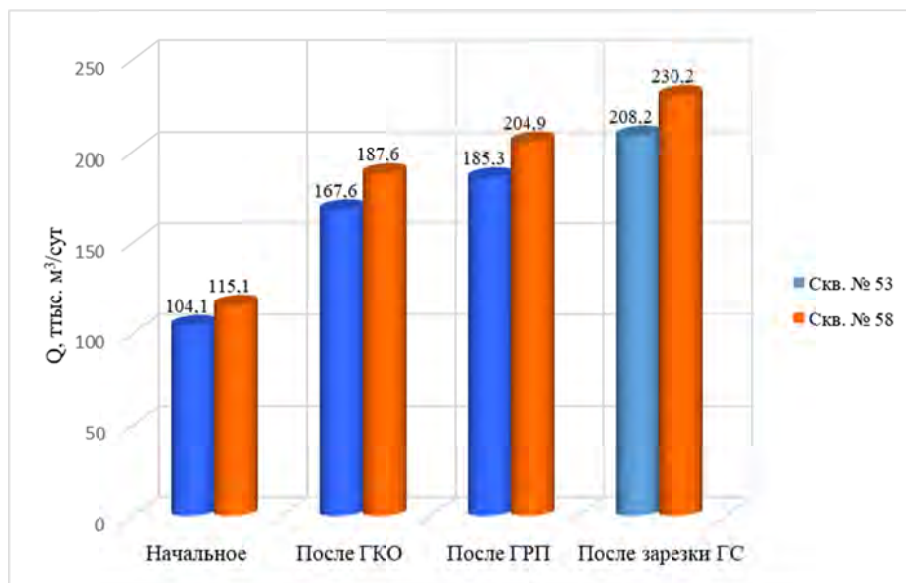


Рисунок 1. Сравнение дебитов скважин Средневилюйского месторождения

Таким образом, по результатам расчетов эффективности проведения глинокислотной обработки скважины, гидроразрыва пласта и зарезки горизонтального ствола на Средневилюйском ГКМ можно отметить, что наиболее эффективным методом увеличения газоотдачи является зарезка горизонтального ствола. При зарезке горизонтального ствола дебит скважины №53 составит 208 тыс. м³/сут, для скважины №58 – 230,2 тыс. м³/сут. Эффективность, которой превышает в 1,12 раз эффективность проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП), при проведении глинокислотной обработки (ГКО) – в 1,24 раз.

Библиографический список

1. Иванов С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам / С. И. Иванов. – Текст : непосредственный. Учебное пособие. – Москва: ООО Недра-Бизнесцентр, 2006. – 565 с.
2. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов / М. А. Силин, Л. А. Маганова, В. А. Цыганков [и др.]. – Текст : непосредственный. – Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. 2011 – 142 с.
3. Каменев Д. А. Техника и технология проведения гидравлический разрыва пласта /Д. А. Каменев, В. П. Киреев, А. А. Майский. – Текст : непосредственный // Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – 2013. – № 5 – с. 67-78.

4. Определение основных параметров горизонтальных газовых скважин / З. С. Алиев., Е. М. Котлярова., Л. В. Самуйлова., Д. А. Марakov . – Текст : непосредственный Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. 2012. – 450 с.

Научный руководитель: Добролюбова Р. К., старший преподаватель.

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF APPLYING METHODS TO INCREASE GAS RECOVERY DURING THE DEVELOPMENT OF THE SREDNEVILYUY GCF

Author: Sivtseva A. V., student, sivtseva.aina@mail.ru

Research supervisor: Dobrolyubova R. K., senior lecturer, Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University.

Abstract: the paper considers the possibility of carrying out acid treatment of the BHP, the potential of hydraulic fracturing, the use of horizontal wells at the SVGKM, and also made the corresponding technological calculations. Based on the results obtained, a comparison was made and the most effective method for increasing gas recovery at the Sredneviluyiskoye gas condensate field was selected.

Keywords: Sredneviluyiskoye gas condensate field, bottomhole formation zone, gas recovery, acid treatment, hydraulic fracturing, horizontal wells, production rate, permeability.

УДК 553.982

ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИЕ ОБЪЕКТЫ ПЛАСТОВОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ГИДРОФОБНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Сорокин А. В., генеральный директор, Сорокин В. Д., эксперт
ООО «Омега-К», г. Тюмень

Аннотация. Приведены взаимодействующие объекты природных пластовых углеводородных систем нефтяных залежей с гидрофобными коллекторами. Учет углеводородов, содержащихся во всех объектах, приведет к более обоснованному результату подсчета запасов нефти и газа. Взаимодействия между объектами в динамическом состоянии системы необходимо учитывать при построении гидродинамической модели вытеснения нефти из залежи.

Ключевые слова: подсчет запасов, пластовая нефть, пластовая вода, адсорбционные слои, разделительные пленки, коллектор.

В задачу данной статьи входит сравнение моделей природных пластовых углеводородных систем в гидрофобном коллекторе, выявление

набора взаимодействующих объектов в них, с целью использования этой информации для подсчета запасов углеводородов и при построении гидродинамической модели вытеснения подвижной нефти. Действующей нормативной документацией предусматривается подсчет запасов только для углеводородов, содержащихся в пластовой нефти.

Пластовые нефтяные системы в гидрофобном коллекторе в статическом состоянии состоят из природных взаимодействующих объектов и до начала техногенного вмешательства в залежь находятся в квазиравновесном состоянии. В зависимости от применяемой модели количество природных объектов и энергия взаимодействия между ними разные. В однородной и изотропной модели пластовой нефти рассматриваются только два природных пластовых объекта: пластовая нефть и пластовая вода. В однородной и изотропной модели пластовой нефтяной системы не учитываются взаимодействия между данными объектами ни в статическом, ни в динамическом состояниях.

В работе [1] приведен набор природных пластовых взаимодействующих объектов пластовой газоконденсатной системы, находящейся в газовой залежи. В статической неоднородной и неизотропной модели пластовой углеводородной системы [2] необходимо использовать исчерпывающий набор природных пластовых объектов. В залежах с гидрофобными коллекторами содержатся следующие природные пластовые объекты: пластовая нефть, пластовая вода водо- и нефтенасыщенных толщин, адсорбционные слои углеводородов на гидрофобной поверхности коллектора водо- и нефтенасыщенных толщин и разделительные пленки. Здесь нужно отметить, что состав и свойства адсорбционных слоев углеводородов и разделительных пленок водо- и нефтенасыщенных толщин имеют разные значения. При более точном построении статических моделей нефтяных систем, их нужно выделять в самостоятельные пластовые объекты. Для нефтяной залежи с гидрофобным коллектором набор взаимодействующих объектов природной пластовой углеводородной системы приведен на рисунке 1.

В рамках разрабатываемой авторами системы получения информации о составе и свойствах всех природных объектов пластовых систем, содержащих углеводородные компоненты, изложенной в работе [3], предлагается поменять подход к изучению пластовых систем, заключающийся в учете запасов углеводородов, содержащихся во всех природных пластовых объектах, с целью практического использования получаемой информации.

При использовании однородной и изотропной модели, на основе которой разработана документация, регламентирующая подсчет запасов углеводородов, информация об углеводородах, находящихся в остальных пластовых объектах для изучения и использования недоступна, вследствие отсутствия исследовательских методик и оборудования для отбора их проб.

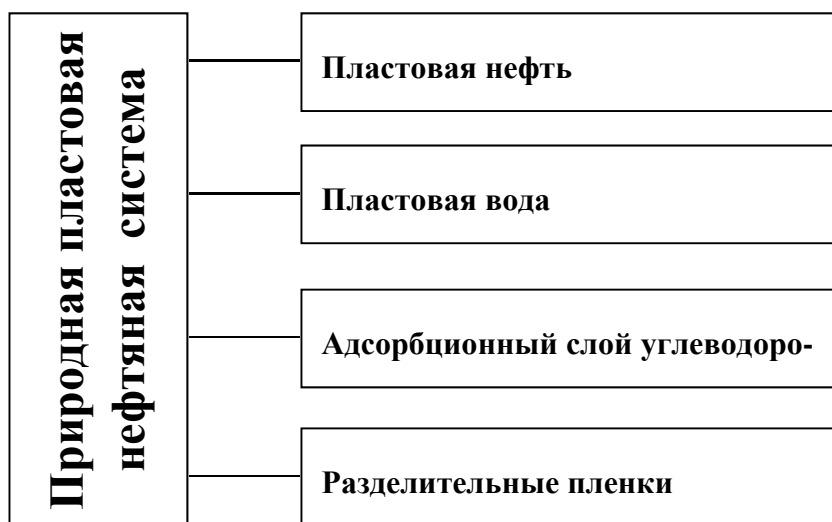


Рисунок 1. Схема взаимодействующих объектов природных пластовых углеводородных систем в нефтяных залежах с гидрофобными коллекторами

Доля нефти, находящаяся в адсорбционных слоях углеводородов, расположенных на поверхности гидрофобного коллектора, в зависимости от свойств его поверхности и свойств пластовой нефти, составляет 0,2-0,8. Доля углеводородного газа, растворенного в пластовой воде, находящейся под водонефтяным контактом, в зависимости от соотношения водо- и нефтенасыщенных толщин, свойств пластовых нефти, газа и воды, составляет 0,1-0,8 от запасов газа растворенного в пластовой нефти. В состав разделительных пленок также входят углеводородные компоненты, а массы адсорбционных слоев углеводородов на гидрофобной поверхности коллектора и разделительных пленок составляют существенную часть массы природной пластовой системы.

Для цели более обоснованного подсчета запасов углеводородов необходимо получить информацию о составах, свойствах и подсчетных параметрах всех природных пластовых объектов. При разработке залежей вовлечение в процесс дренирования части углеводородов, содержащихся в адсорбционных слоях, пластовой воде и разделительных пленках приводит к изменению компонентных составов и значений свойств подвижных нефти, газа и воды. Поскольку углеводородные компоненты содержатся во всех объектах природных пластовых систем, следовательно, их массы должны быть учтены в подсчете запасов, а для разработки более обоснованных гидродинамических моделей вытеснения углеводородов еще и их физико-химические свойства.

Выводы:

- показан набор взаимодействующих объектов природных пластовых углеводородных систем нефтяных залежей с гидрофобными коллекторами;

- подсчет запасов углеводородов необходимо производить с учетом их содержания во всех природных пластовых объектах нефтяной залежи;
- процесс разработки залежи приводит к изменению компонентного состава и значений свойств углеводородов, содержащихся во всех пластовых объектах нефтяной залежи;
- для возможности объективного подсчета запасов углеводородов растворенных в пластовой воде, содержащихся в адсорбционных слоях углеводородов на гидрофобной поверхности коллектора и в разделительных пленках необходимо проведение экспериментальных исследований по определению их содержания в перечисленных объектах.

Библиографический список

1. Сорокин А. В. Статическая модель пластовой водогазоконденсатной системы / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче : международный научно-технический семинар 14-15 ноябрь 2019 г. – Тюмень, 2020. – С. 116-122. – Текст : непосредственный.
2. Сорокин А. В. Статическая модель пластовой нефти для подсчета запасов углеводородов / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Современные технологии нефтегазовой геофизики : международная научно-практическая конференция 16-17 мая 2019 г. – Тюмень, 2019. – С. 134-142. – Текст : непосредственный.
3. Сорокин, А. В. Системный подход к изучению пластовой нефти. / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Современные технологии нефтегазовой геофизики : международная научно-практическая конференция 16-17 мая 2019 г. – Тюмень, 2019. – С. 124-134. – Текст : непосредственный.

INTERACTING OIL RESERVOIR OBJECTS IN A HYDROPHOBIC RESERVOIR

Authors: Sorokin A. V., General director, Sorokin V. D., expert, cout722@list.ru, Omega-K LLC, Tyumen.

Abstract: interacting objects of natural reservoir hydrocarbon systems of oil deposits with hydrophobic reservoirs are presented. Accounting for hydrocarbons contained in all objects will lead to a more reasonable result of calculating oil and gas reserves. Interactions between objects in the dynamic state of the system must be taken into account when constructing a hydrodynamic model of oil displacement from the deposit.

Key words: reserves calculation, reservoir oil, reservoir water, adsorption layers, separating films, reservoir.

НЕДОСТАТКИ ОДНОРОДНОЙ И ИЗОТРОПНОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА

Сорокин А. В., генеральный директор, Сорокин В. Д., эксперт
ООО «Омега-К», г. Тюмень

Аннотация. Приведен анализ постулатов, на которых основана однородная и изотропная модель пластового газа. С позиций этой модели невозможно доказательно объяснить экспериментальную информацию о составе и свойствах пластового газа. Вместо нее предлагается использовать более адекватную неоднородную и неизотропную модель пластовой водогазовой системы.

Ключевые слова: состав, свойства, пластовая система, модель, пластовый газ.

Результаты анализа имеющейся информации о составе и свойствах пластового газа водогазовых залежей, к которым известная классификация относит газовые и газоконденсатные залежи, ставят многочисленные вопросы, касающиеся ее качества, работоспособности действующих методик отбора проб, обобщенных в работе [1], а так же необъяснимости полученных результатов исследований проб продукции скважин с позиций применяемой модели пластового газа. В настоящее время для научных исследований и в практической деятельности используется сильно упрощенная модель пластовой водогазовой системы с единственным ее элементом – пластовым газом. Вследствие чего произошло отождествление моделей: модель пластовой водогазовой системы заменена моделью пластового газа с соответствующим наборами: терминов и их определений, методов отбора проб, методов исследований и пр.

В основу изучения пластовых водогазовых систем в настоящее время положена однородная и изотропная модель пластового газа, в которой постулируются, а, следовательно, должны выполняться следующие положения:

- до начала техногенного воздействия на залежь пластовый газ находится в состоянии термодинамического равновесия;
- техногенное воздействие на залежь не оказывает влияние на термодинамическое равновесие пластового газа;
- в процессе извлечения газа из залежи в режиме истощения вследствие изменения термобарических условий залежи происходит фазовый переход – внутрипластовая конденсация части компонентов пластового газа, после снижения давления в пласте ниже значения давления максимальной конденсации часть конденсата переходит в газ ретроградного испарения;

- в процессе разработки газовой залежи изменение состава и значе- ний свойств пластового газа определяются только процессом внутрипла- стовой конденсации части его компонентов;
- единственно возможным считается массообменный процесс меж- ду пластовым газом и образовавшимся в пласте конденсатом (признавае- мый не всеми авторами и не отраженный в [1]);
- модель пластового газа не предусматривает изначальных разли- чий в составе и свойствах пластового газа по площади залежи, поэтому пластовый газ в залежи считается однородным и изотропным;
- предшествующее добыче газа техногенное воздействие на залежь (процессы бурения, освоения скважин и т. д.) не приводит к нарушению равновесного состояния пластового газа;
- пластовый газ не взаимодействует с остальными объектами пла- стовой системы;
- при разработке газонасыщенной толщины залежи пластовая вода, находящаяся в залежи, остается в равновесном состоянии.

Следует отметить, что для обеспечения работоспособности данной модели пластового газа, во-первых, количество постулатов достаточно ве- лико, во-вторых, второй и третий постулаты противоречат друг другу, в- третьих, невыполнение даже одного из них ставит под сомнение адекват- ность используемой модели и, как следствие, полученных результатов ис- следований состава и свойств «пластового газа».

При анализе результатов исследований состава и свойств отобран- ных проб «пластового газа», с точки зрения применимости к ним однород- ной и изотропной модели, отмечен ряд противоречий [2]:

- результаты анализа экспериментальных исследований проб, ото- бранных из одной залежи, показывают, что компонентные составы проб «пластового газа», отобранного из разных скважин различны;
- значения газоконденсатной характеристики, содержание $C_{5+в}$ в га- зе в пробах разных скважин отличаются;
- при последовательном отборе нескольких проб «пластового газа» из одной скважины на одном режиме ее работы, компонентный состав газа и значения газоконденсатной характеристики в каждой пробе получаются разными с разбросом значений превышающим погрешность их измерений;
- анализ результатов последовательно проведенного отбора не- скольких проб «пластового газа» с одной эксплуатационной скважины, на залежи, разрабатываемой в режиме истощения, показывает, что состав из- влеченного газа и значения газоконденсатной характеристики изменяются, необъяснимым остается факт в отсутствии монотонности этих изменений;
- в период промышленной эксплуатации газоконденсатных залежей фактические значения газоконденсатной характеристики, в большинстве случаев, не соответствуют полученным ранее прогнозным значениям.

Неадекватность принятой модели пластового газа можно объяснить следующими причинами. Во-первых, как отмечено выше, вместо пластовой водогазовой системы изучается только один из ее объектов – пластовый газ. Во-вторых, не принято во внимание, что в пластовой водогазовой системе не только присутствуют, но и являются активными взаимодействующими элементами все составляющие ее природные объекты: пластовый газ, пластовая вода, адсорбционные слои, разделительные пленки [3]. После начала работы скважины при выводе пластовой системы из термодинамического равновесия в ней происходят фазовые переходы, приводящие к организации процессов тепломассопереноса, в результате изменяются массы и отношения масс, составы, значения свойств и внутренней энергии всех внутрипластовых объектов. В-третьих, при использовании в практике однородной и изотропной модели пластового газа не учитывается тот факт, что в процессе разработки залежи на пластовую водогазовую систему воздействует более десятка природных факторов и техногенных процессов, которые приводят к перераспределению компонентов между фактически существующими на данный момент техногенными объектами пластовой водогазовой системы. Вследствие этих причин, компонентный состав и значения свойств объекта «пластовый газ» в процессе эксплуатации залежи непрерывно изменяются и, следовательно, к данному техногенному объекту нельзя применять термин «пластовый газ», а следует для него использовать термин «извлеченный газ». Отсюда следует, что пробу пластового газа отобрать невозможно, в практике происходит отбор проб и изучение компонентного состава и свойств извлеченного газа. Имеющаяся экспериментальная информация о составе и свойствах «пластового газа» не объяснима с позиций применяемой в практике однородной и изотропной модели пластового газа. Поэтому можно сделать вывод, что экспериментальная информация получена и рассматривается с позиций неадекватной модели пластового газа.

В работе [3] предложена неоднородная и неизотропная статическая модель пластовой водогазоконденсатной системы, представлены внутрипластовые взаимодействующие объекты в залежах с коллекторами разной смачиваемости, описаны внутрипластовые процессы, происходящие при разработке залежи, и даже на этапе отбора проб газа. Для функционирования предложенной в работе [3] модели достаточно одного постулата – до начала техногенного воздействия пластовые водогазовая и водогазоконденсатная системы находятся в квазиравновесном состоянии. Сделан вывод о том, что в практике при исследовании скважины происходит отбор пробы не пластового газа, а техногенной углеводородной системы (извлеченного газа), состав и свойства которой зависят от степени техногенного воздействия на залежь. Для получения состава и свойств статической модели пластового газа (в период до начала техногенного воздействия) необходимо использование соответствующих данной модели методов и средств

отбора проб, комплекса экспериментально-теоретических методов исследования, обработки и анализа полученной информации [3].

Имеющиеся представления о внутрипластовых процессах, происходящих при изменении термобарических условий в залежи, учет наличия и результатов взаимодействия всех природных внутрипластовых объектов, показанный в работе [3], позволяет утверждать, что до начала техногенного воздействия в разных зонах залежи состав пластового газа разный. При изменении термобарических условий в залежи происходят несколько фазовых переходов, в результате чего в ней образуются техногенные внутрипластовые объекты, изменяется компонентный состав газа, находящегося в пласте, и запускаются процессы тепломассопереноса между внутрипластовыми объектами. По этим причинам, используемая в практике однородная и изотропная модель пластового газа, не дает объяснений полученной в экспериментах информации и не согласуется с используемой методологией отбора проб. На основании чего следует сделать вывод об отсутствии системы получения информации о компонентном составе и физико-химических свойствах пластовых водогазовых систем, существующих при начальных пластовых условиях (до начала техногенного воздействия на залежь) и недостаточности как научной, так и практической терминологической обеспеченности.

Система получения информации о составе и свойствах объектов водогазовой залежи должна включать в себя адекватные модели: статическую модель природной пластовой водогазовой системы и динамическую модель техногенной пластовой водогазовой системы. В них учитываются взаимодействия между всеми внутрипластовыми объектами до и после приложения техногенного воздействия на залежь, происходящие в процессе разработки водогазовых залежей, что отражается на составе и свойствах отобранных проб извлеченного газа. Для обеспечения работоспособности данной системы нужна разработка соответствующих этим моделям набора терминов с научно обоснованными определениями, методов отбора проб, лабораторных исследований проб, обработки, анализа и использования полученной информации. Программы промысловых и лабораторных исследований пластовых водогазовых систем необходимо составлять на весь срок действия лицензии под решение конкретных задач.

Выводы:

- приведены постулаты, на которых основаны модели пластового газа и пластовой водогазовой системы;
- в практике применения произошла подмена модели пластовой водогазовой системы моделью пластового газа;
- показаны недостатки используемой в практике модели пластового газа;
- пробу пластового газа отобрать невозможно, производится отбор проб извлеченного газа;

- отсутствует система получения информации о составе, свойствах и подсчетных параметрах природных пластовых объектов водогазовой залежи;
- отсутствуют методы отбора и лабораторных исследований проб природных пластовых объектов, обработки, анализа и использования полученной информации.

Библиографический список

1. Зотов, Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г. А. Зотов, З. С. Алиев – Москва: Недра, 1980. – 300 с. – Текст : непосредственный.
2. Сорокин, А. В. Недостатки исходной информации о физико-химических свойствах газа и конденсата, поступающей на экспертизу для подсчета их запасов / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче : международный научно-технический семинар 14-15 ноября 2019 г. – Тюмень, 2020. – С. 100-107. – Текст : непосредственный.
3. Сорокин, А. В. Статическая модель пластовой водогазоконденсатной системы / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст: непосредственный // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: международный научно-технический семинар 14-15 ноября 2019 г. – Тюмень, 2020. – С. 116-122. – Текст : непосредственный.

DISADVANTAGES OF THE HOMOGENEOUS AND ISOTROPIC RESERVOIR GAS MODEL

Authors: Sorokin A. V., General director, Sorokin V. D., expert, cout722@list.ru, Omega-K LLC, Tyumen.

Abstract: an analysis of the postulates on which a homogeneous and isotropic reservoir gas model is based is given. From the standpoint of this model, it is impossible to convincingly explain the experimental information about the composition and properties of the reservoir gas. Instead, it is proposed to use a more adequate inhomogeneous and non-isotropic model of the reservoir water-gas system.

Key words: composition, properties, reservoir system, model, reservoir gas.

СЕКЦИЯ 3.
ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА.
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

УДК 62

**МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ МУФТА
ДЛЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА**

Хлус А. А., доцент, канд. техн. наук,
Анашкина А. Е., доцент, канд. техн. наук,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В статье рассматривается вариант усовершенствования процесса многостадийного ГРП путем изменения конструкции технических средств оснастки колонн.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, муфта, привод, хвостовик.

Технологии многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) на сегодняшний день наиболее распространена, особенно, для добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Суть технологии многоступенчатых ГРП позволяет увеличить площадь контакта с продуктивным пластом и охватить в разработку большие площади при заканчивании скважин с горизонтальным окончанием (рис. 1).

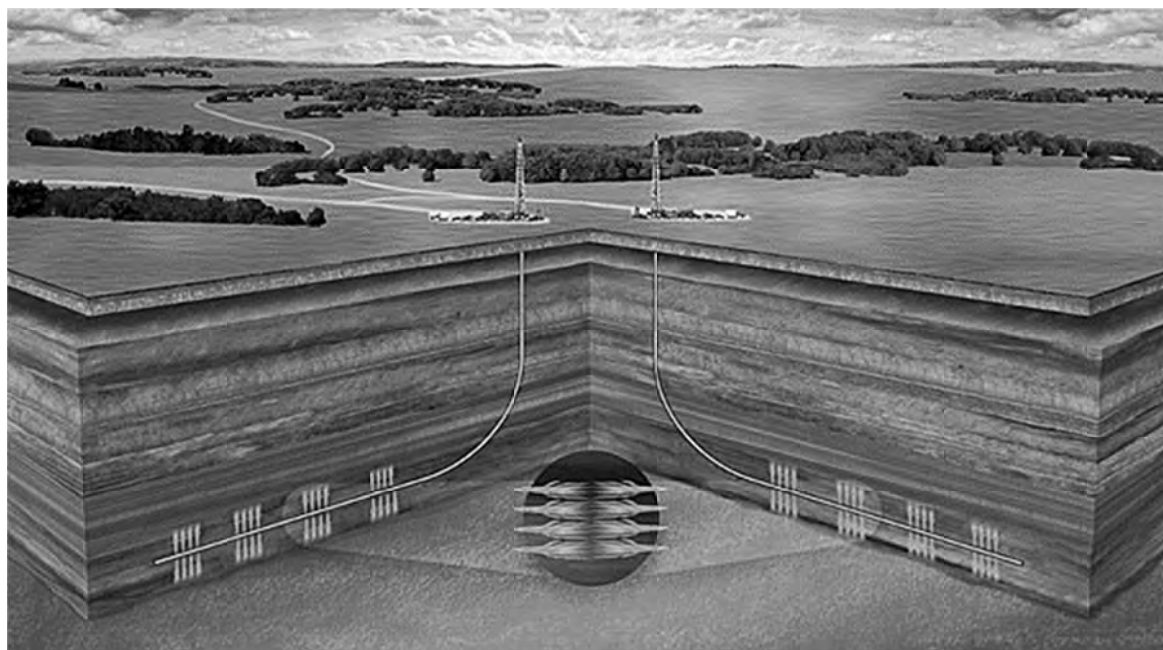


Рисунок 1. Вид скважин с многостадийным ГРП

Традиционный метод проведения многостадийного ГРП предполагает сбрасывание в скважину шаров различного диаметра с целью активации муфт ГРП (рис. 2). При этом методе требуется последовательное изменение внутренних диаметров посадочных мест под шары, и как следствие, на заключительном этапе, выполнение работ по нормализации внутреннего диаметра хвостовика. Под нормализацией внутреннего диаметра хвостовика понимается необходимость фрезерования посадочных мест под шары (рис. 3). Таким образом, активированные и нормализованные муфты ГРП, представляют собой зону перфорации с проведенным на данном участке ГРП.

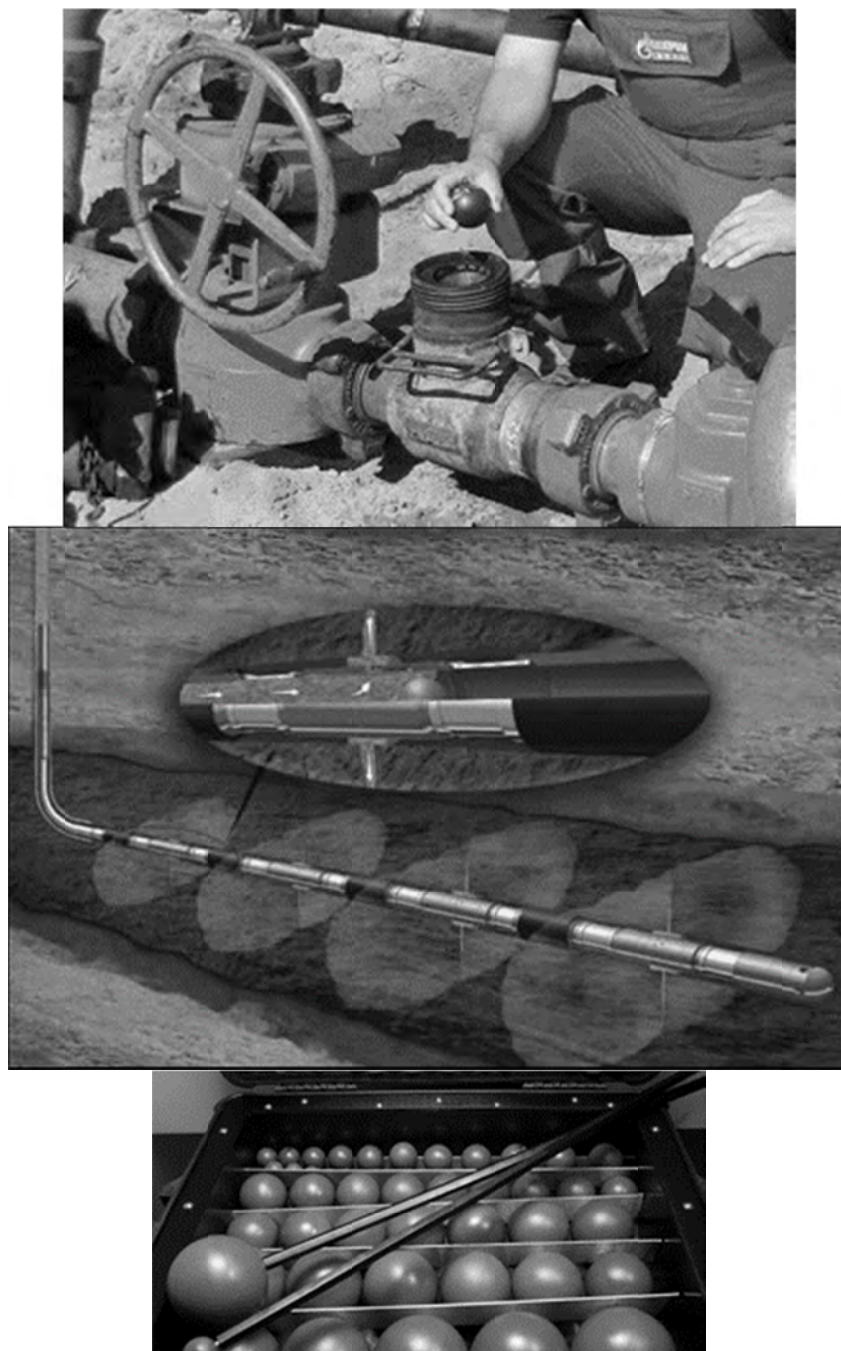


Рисунок 2. Применение шаров для активации порта ГРП

Основным недостатком такого метода, является исключение контроля и управления муфтами после проведенного ГРП. Так, если хотя бы один ГРП получился с прорывом воды, то «отключение» этого интервала скважины вызывает трудности, что влечет финансовые и временные затраты, а также снижения продуктивности скважины по добываемому флюиду.



Рисунок 3. Инструмент для фрезерования

Предлагается следующее решение вышеуказанной проблемы: разработка иного конструктивного решения муфты для проведения многостадийного ГРП. Результатом решения данной задачи предлагается муфта ГРП новой конструкции с гидро-механическим приводом. Данное оборудование представлено двумя элементами, муфта ГРП (рис. 4) которая спускается в скважину в составе хвостовика, а также привода муфты (рис. 5), спускаемого в скважину на колонне труб ГНКТ, с применением колтюбинговой установки, для управления закрытием-открытием муфты ГРП.

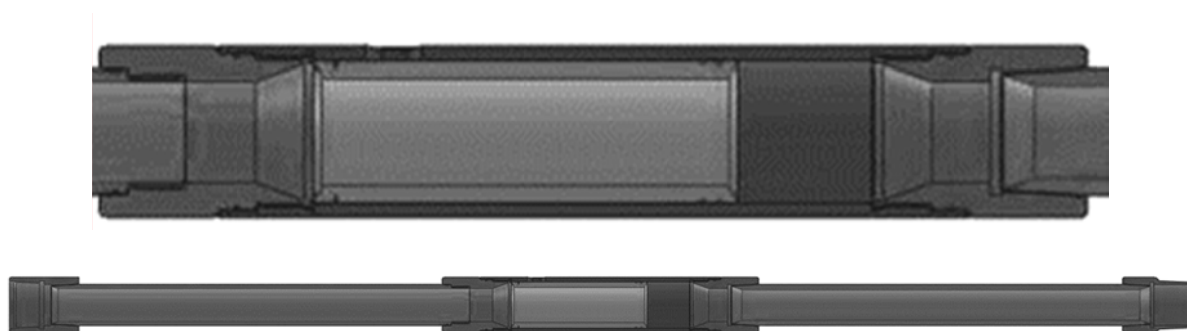


Рисунок 4. Предлагаемая муфта ГРП

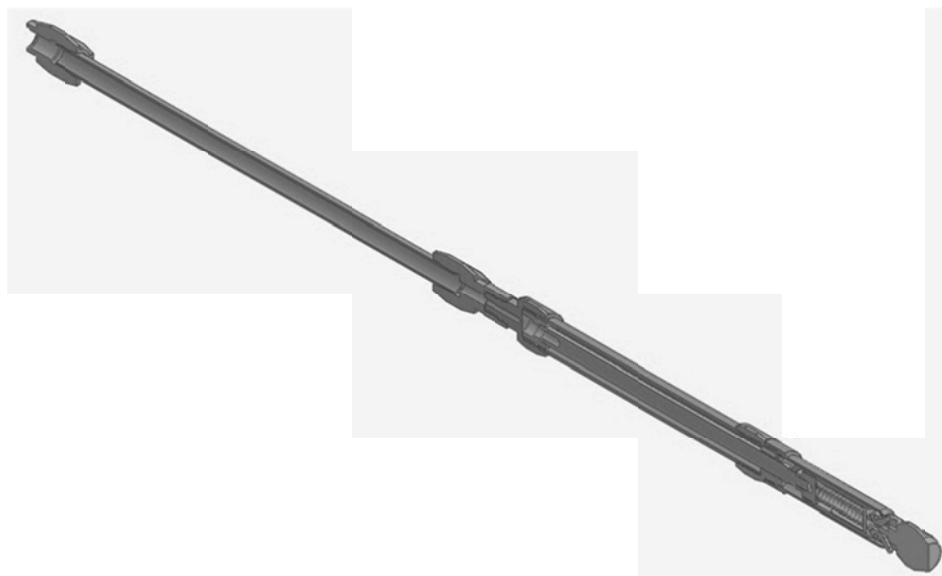


Рисунок 5 – Привод муфты ГРП

Конструктивные особенности привода муфты ГРП позволяют произвести открытие и закрытие муфты, за счет гидравлической энергии, подаваемой в колонну ГНКТ, которая приводит в рабочее состояние сцепное устройство, непосредственно через которое передается усилие и в зависимости от этапа производит открытие либо закрытие муфты ГРП.

Таким образом, новая конструкция муфт ГРП позволяет достичь следующие существенных отличий от «классического» способа:

- активация муфт в любой последовательности;
- хвостовик с активными портами не требует нормализации забоя после ГРП (разбуривание седел);
- проходной внутренний диаметр хвостовика одного размера;
- возможность открытия/закрытия муфт ГРП в процессе эксплуатации скважины;
- возможность проведения исследования каждого интервала ГРП.

Библиографический список

1. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов: учебник / М. Л. Сургучев. – Москва: Недра, 1985 – 308 с. – Текст: непосредственный.

2. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г. Ибрагимов, Ш. Ф. Тахаутдинов, Р. С. Хисамов. – Москва: Недра – Бизнесцентр, 2004. – 303 с. – Текст: непосредственный.

3. Джоши, С. Основы технологии горизонтальной скважины: учебник / С. Джоши. – Joshi Technologies International, Inc., 2003 – 155 с. – Текст: непосредственный.

4. Меликбеков, А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта: учебник / А. С. Меликбеков. – Москва: Недра, 1967 – 141 с. – Текст: непосредственный.

5. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с.– Текст : непосредственный.

6. Черевко М. А. Разработка нефтяных месторождений западной сибире горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта: учебник / М. А. Черевко, А. Н. Янин, К. Е. Янин. – Тюмень: Зауралье, 2015. – 268 с. – Текст: непосредственный.

UPGRADED COUPLING FOR MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING

Authors: Khlus A. A., Anashkina A. E., Tyumen Industrial University, Tyumen.

Abstract: the article discusses the option of improving the process of multi-stage hydraulic fracturing by changing the design of technical means of rigging columns.

Key words: multi-stage hydraulic fracturing, sleeve, drive, liner.

УДК 62

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП

Хлус А. А., Анашкина А. Е.

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Аннотация. В статье рассматривается технология многостадийного ГРП с активными портами, предполагающая повторные многостадийные гидроразрывы пласта, и позволяющая сохранять внутренний диаметр хвостовика одного диаметра.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, муфта, гибкие насосно-компрессорные трубы, хвостовик.

Технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в России получила распространение, начиная с 2010-2011гг. Проводится, как правило, с хвостовиком диаметром 114 мм.

Существуют традиционные технологии многостадийного гидроразрыва пласта:

- МГРП с активацией портов «сбросом шаров» переменного диаметра, в основном, 4-6 стадий гидроразрыва (преимущественно);
- МГРП с активацией портов на гибких трубах (ГНКТ).

Основные недостатки технологии МГРП с активацией портов «сбросом шаров» является:

- Разовость МГРП (недостаточная реализация потенциала горизонтальных скважин).
- Повторный гидроразрыв – в основном «слепой» ГРП одной стадией, без возможности выбора интервала закачки.
- Стоимость работ с использованием гибких труб (ГНКТ) по фрезерованию седел и шаров.
- Сложность и высокая стоимость РИР при обводнении.

Предлагается технология многостадийного гидроразрыва пласта с «активными» портами, которая предусматривает следующие условия для эффективного применения:

- требуются повторные МГРП, отключение отдельных интервалов (портов) при эксплуатации;
- необходима полнота выработки запасов в «сложных» коллекторах: высоко-расчлененные, с разной проницаемостью пропластков, при высоких рисках обводнения продукции или подтягивания газа из шапки.

Имеет следующие преимущества:

- Возможные повторные МГРП (требуемых интервалов);
- равно-проходной внутренний диаметр хвостовика дает возможность проведения ремонтно-изоляционных работ без фрезерования
- активация (открытие/закрытие) муфт в любой последовательности => технологичность РИР,
- возможность ПГИ каждого интервала
- избирательная/максимальная выработка запасов (по каждому интервалу)

Принцип работы продемонстрирован на рисунке 1.

Таблица 1

Характеристики разработанных «активных» портов

Диаметр хвостовика, мм	Внешний диаметр порта, мм	Внутренний диаметр порта, мм	Длина, мм	Стадий ГРП
102	118	82	3,2	неограниченно
114	127	93	3,2	неограниченно

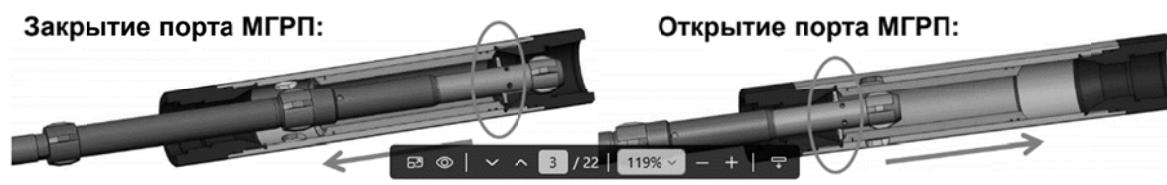


Рисунок 1. Принцип работы портов многостадийного ГРП при открытии и закрытии

Данная технология многостадийного ГРП реализуется в следующей последовательности: спуск инструмента в ГНКТ (гибкие насосно-компрессорные трубы), открытие требуемого интервала (фрак-порта), подъем инструмента на ГНКТ, закрытие фрак-порта со сформированной трещиной гидроразрыва пласта, открытие нового-фрак-порта, подъем инструмента на ГНКТ и повторение операций гидроразрыву.

Особенностью проведения данной технологии МГРП являются:

- использование к компоновке хвостовика активных портов (возможно многократное открытие/закрытие с помощью инструмента, спускаемого на ГНКТ), что позволяет «активировать» фрак-порты в любой последовательности и проводить неограниченное количество стадий ГРП в одной скважине, а также проводить повторные МГРП по мере падения добычи.

- равнопроходной диаметр спускаемого в горизонтальный участок хвостовика, не требующий его нормализации после МГРП, что расширяет возможности оперативного управления разработкой залежи: возможно проведение исследования каждого интервала ГРП (путем вызова притока только из соответствующего интервала), и последующего отсечения источника обводнения путем закрытия соответствующей муфты, и, как следствие, избирательная (последовательная) эксплуатация каждого интервала и возможность управления выработкой углеводородных ресурсов по всей протяженности горизонтального участка;

- необходимо привлечение флота ГНКТ (или бригады освоения для активации с НКТ), при этом существуют ограничения по глубине интервалов МГРП, а в случае использования в процессе интенсификации ГНКТ необходимо также учитывать грузоподъемность агрегата и непосредственно прочность гибких труб.

- потенциальным недостатком данной технологии может быть увеличение сроков и проведения операции МГРП при освоении, так как необходимо проводить спуско-подъемные операции инструмента для открытия и закрытия муфт после каждой стадии ГРП, и удорожанием работ из-за применения ГНКТ.

Библиографический список

1. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов: учебник / М. Л. Сургучев. – Текст : непосредственный. Москва: Недра, 1985 – 308 с.

2. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г. Ибрагимов, Ш. Ф. Тахаутдинов, Р. С. Хисамов. – Текст : непосредственный Москва: Недра – Бизнесцентр, 2004. – 303 с.

3. Джоши, С. Основы технологии горизонтальной скважины: учебник / С. Джоши. – Joshi Technologies International, Inc., 2003 – 155 с. – Текст : непосредственный.

4. Меликбеков, А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта: учебник / А. С. Меликбеков. – Текст : непосредственный. Москва: Недра, 1967 – 141 с.

5. Черевко М. А. Разработка нефтяных месторождений западной сибире горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта: учебник / М. А. Черевко, А. Н. Янин, К. Е. Янин. – Текст : непосредственный Тюмень: Зауралье, 2015. – 268 с.

IMPROVEMENT OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY

Authors: Khlus A. A., Anashkina A. E., Industrial University of Tyumen, Tyumen.

Abstract: the article discusses the technology of multi-stage hydraulic fracturing with active ports, involving repeated multi-stage hydraulic fracturing, and allowing to maintain the inner diameter of the shank of the same diameter.

Keywords: multistage hydraulic fracturing, coupling, flexible tubing, shank.

УДК 620.19

ОБЗОР МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ В УСЛОВИЯХ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

Громова А. В., студентка
Тюменский индустриальный университет, г. Сургут

Аннотация. В статье обоснована актуальность проблемы защиты объектов трубопроводного транспорта углеводородов от коррозии в условиях Крайнего Севера и Арктической зоны, приведены статистические данные об авариях трубопроводов, проведен обзор и анализ существующих методов борьбы с коррозией, обозначены перспективные направления в решении данной проблемы.

Ключевые слова: коррозия, трубопровод, газ, разрушение, ингибиторы, Крайний Север.

Российская Федерация обладает обширными месторождениями природных полезных ископаемых, главными из которых для экономики и промышленности страны являются нефть и газ. Для реализации продукции используются автомобильный, железнодорожный, водный, воздушный и трубопроводный виды транспорта. Каждый вид обладает рядом преимуществ и недостатков, обусловленных географическими, геологическими климатическими и другими особенностями местности. Воздушный транспорт, например,

применяется крайне редко, так как является дорогостоящим, но при этом иногда единственным способом транспортировки сырья. Трубопроводный транспорт - один из наиболее экономически и технологически эффективных видов транспортировки различных видов сырья в газообразном, жидком и сыпучем состоянии. На сегодняшний день в Российской Федерации весь добываемый газ транспортируется исключительно по трубопроводам, магистральным - для перекачки газа на значительные расстояния и распределительные - для подачи газа потребителям. С помощью магистральных трубопроводов перемещается 100% добываемого газа, 99% нефти, более 50% продукции [1]. В настоящее время протяженность линейной части магистральных трубопроводов в РФ составляет 242000 километров, из них:

- протяженность магистральных газопроводов составляет примерно 166000 километров;

- одну пятую общей протяженности магистральных трубопроводов составляют нефтепроводы;

- протяженность продуктопроводов, включающих нефтепродуктопроводы и конденсатопроводы - 21836 километров [2].

Одним из крупнейших регионов по количеству месторождений и объемов запасов газа является Ямало-Ненецкий автономный округ, в частности, район города Нового Уренгоя. Сырье, добываемое в этом регионе, имеет огромное значение как на внутреннем рынке, так и с точки зрения экспортных перспектив. Также одним из направлений стратегии развития топливно-энергетического комплекса до 2035 года в Российской Федерации является освоение месторождений Крайнего Севера и районов Арктики. Транспортировка углеводородов потребителям или в пункты дальнейшей переработки становится ключевым аспектом эффективности технологического процесса.

Районы Арктики и Крайнего Севера характеризуются сверхнизким температурным режимом, существенно осложняющим условия строительства и эксплуатации трубопроводов. Данное обстоятельство препятствует обеспечению бесперебойной работы системы магистрального и промышленного транспорта газа в данных регионах. Этим и обусловлен увеличение количества исследований, посвященных освоению месторождений, находящихся в районах Арктической зоны и крайнего Севера, направленных на усовершенствование имеющихся технологий, а также разработку новых высокотехнологичных решений [3].

По данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному контролю за 2021 год в нефтегазовом секторе произошла 31 аварийная ситуация, при этом 11 из них произошли на объектах трубопроводного транспорта. В 8 случаях основной причиной разрушения газопроводов, нефтепроводов и продуктопроводов стала электрохимическая коррозия. Данный факт обосновывает актуальность разработки новых методов обнаружения и предотвращения развития коррозионных процессов.

Ежегодная смена экстремальных низких температур на положительные, воздействие ветровых нагрузок, выпадение значительного количества осадков, с изменчивым химическим составом, увеличивают вероятность развития коррозии металла трубопровода в северных широтах. При возникновении аварий на магистральных трубопроводах, расположенных в регионах с суровыми климатическими условиями, нередко проведение ремонтных работ и ликвидация последствий аварийных ситуаций сопровождаются различными трудностями. Анализ статистических данных показал, что аварии магистральных газопроводов, вызванные коррозией, чаще всего происходят в весенний период, когда происходит таяние снега и повышение температуры воздуха и грунта.

В районах Крайнего Севера и Арктики основными видами коррозии являются коррозионное растрескивание и точечная коррозия. Коррозионное растрескивание трубопроводов под напряжением (стресс-коррозия) в настоящее время является основной причиной аварийных ситуаций преимущественно на магистральных газопроводах, так как транспорт газа осуществляется при более высоких давлениях по сравнению с магистральными нефтепроводами [4].

Выделяют четыре основных принципа защиты нефтегазового оборудования и трубопроводов от коррозии:

1. Активный – комплекс методов и мероприятий, направленных на защиту от коррозии с использованием электрического тока и оборудования. К активному принципу относятся: катодная защита, анодная защита и электродренажная защита.

2. Пассивный – комплекс методов и мероприятий, направленных на защиту от коррозии посредством предупреждения её возникновения. Для обеспечения пассивной защиты трубопровод подвергают специальной химической обработке, наносят антикоррозионные покрытия, предотвращающие разрушение металла под воздействием агрессивной среды.

3. Подбор химического состава металла труб под определенные параметры среды прокладки для обеспечения коррозионной стойкости.

4. Воздействие на агрессивную среду.

Активные методы защиты от коррозии основаны на электрохимических ионных процессах. Катодная защита является наиболее распространенным методом борьбы с коррозией магистральных трубопроводов и представляет собой катодную поляризацию металлоконструкции, эксплуатируемой в средах с большой электропроводностью. В трубопроводном транспорте нефти и газа катодная защита реализуется путем подключения защищаемого трубопровода к отрицательному полюсу внешнего источника постоянного тока. Станции катодной защиты широко распространены в регионах с экстремальными погодными условиями и показывают положительный эффект.

Пассивная защита предполагает создание защитного барьера между трубопроводом и средой, предотвращающего развитие коррозии. Для этого

на трубопроводы наносят различные мастики, эмали, смолы и лаки, обладающие высоким диэлектрическим потенциалом [5]. На сегодняшний день все новые трубы поступают уже с нанесенным коррозионностойким заводским покрытием, в полевых условиях производят только переизоляцию при проведении текущего или капитального ремонта. Главным недостатком пассивной защиты является ее недолговечность, срок службы битумных изоляций 8-12 лет, для пленочных изоляций – 15-16 лет [6].

В области материаловедения каждый год публикуются новейшие исследования, связанные с трубопроводным транспортом нефти и газа. Так, все больше внимание уделяется использованию полимерных труб, в которых развитие процессов коррозии практически невозможно. Однако такие материалы имеют существенный недостаток – чувствительность к низким температурным режимам. Отмеченная выше тенденция перемещения территорий освоения месторождений углеводородов в регионы с экстремальными климатическими условиями не позволяет произвести полномасштабную замену стальных труб на полимерные. Поэтому в последние годы исследователи активно изучают свойства металлов, которые могли бы повысить устойчивость стальных трубопроводов к коррозии.

На сегодняшний день производители изготавливают многочисленные коррозионностойкие сплавы, например, нержавеющие стали, легированные хромом и никелем. При этом значительным недостатком является повышение стоимости труб при введении добавок, что препятствует их широкому применению в России в ближайшее время, так как при большой протяженности трубопроводов затраты на замену труб будут колоссальными.

Одним из самых распространенных способов снижения агрессивности среды является введение ингибиторов коррозии. Современные ингибиторы могут применяться при низких отрицательных температурах без изменения физико-химических свойств [7]. Ингибирование применяется как на газопроводах – для защиты от углекислотной коррозии, так и в нефтепроводах. Но на сегодняшний день ингибиторы не могут обеспечить высокую коррозионную стойкость.

Таким образом, проблема защиты сооружений нефтегазового сектора от коррозионных процессов требует более глубокого изучения. Трубопроводный фонд в России обновляется достаточно медленно, поэтому крайне важно поддерживать все эксплуатируемые трубопроводы в работоспособном состоянии как можно дольше. Для этого необходимо обеспечить своевременное обнаружение дефектов и применение высокоэффективных способов защиты от коррозии. Однако выделить один единственный надежный и эффективный метод защиты трубопроводов и оборудования от коррозии невозможно. Поэтому только их комплексное применение позволит сократить количество аварийных ситуаций на объектах трубопроводного транспорта углеводородов.

Библиографический список

1. Трубопроводный транспорт нефти. – URL: <https://вдпо.рф/enc/truboprovodnyy-transport> (дата обращения: 29.03.2022). Текст: электронный.
2. Официальный сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Ростехнадзор. – URL: <https://www.gosnadzor.ru/industrial/equipment> (дата обращения: 10.04.2021). Текст: электронный.
3. Развитие научных основ создания новых материалов и неразъемных соединений с функционализированной структурой, сварочных технологий и методов повышения надежности техники и конструкций, эксплуатирующихся в экстремальных условиях севера и Арктики / М. П. Лебедев, О. И. Слепцов, П. П. Петров [и др.]. – Текст: непосредственный // Экономика Востока России. – 2015. – № 2. – С. 86-92.
4. Гончаров Е. В. Анализ причин возникновения и развития стресс-коррозионных дефектов в процессе длительной эксплуатации подземных трубопроводов: специальность 21.04.01 “Нефтегазовое дело”: маг. дис. / Е. В. Гончаров. – Томск, 2016. – 126 с. – Текст: непосредственный.
5. Методы борьбы с коррозией трубопроводов / Д. В. Локтева, А. М. Попов, Р. И. Ганиев, И. В. Новоселов. – Текст: непосредственный // Аллея науки. – 2017. – №. 7. – С. 176-186.
6. Романова Т. Н. Защита трубопроводов от коррозии при реконструкции системы газораспределения / Т. Н. Романова. – Текст: электронный // Строительство и техногенная безопасность. – 2019. – №. 14 (66). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/zaschita-truboprovodov-ot-korrozii-pri-rekonstruktsii-sistemy-gazoraspredeleniya/viewer> (дата обращения: 10.04.2022).
7. Исследование ингибиторов углекислотной коррозии/ К. О. Стрельникова, Р. К. Вагапов, Д. Н. Запечалов, А. И. Федотова. – Текст: электронный // Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – 2018. – №. 2. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-ingibitorov-uglekislotnoy-korrozii/viewer> (дата обращения: 10.04.2022).

Научный руководитель: Колядко А. А., кандидат технических наук, доцент кафедры НД, Тюменский индустриальный университет.

REVIEW OF METHODS FOR PROTECTION OF PIPELINES AGAINST CORROSION UNDER EXTREME LOW TEMPERATURES

Authors: Gromova A. V., student.

Research supervisor: Kolyadko A. A., PhD, professor, Industrial University of Tyumen.

Abstract: the article substantiates the relevance of the problem of protecting hydrocarbon pipeline transport facilities from corrosion in the conditions of the Far North and the Arctic zone, provides statistical data on pipeline accidents, reviews and analyzes existing methods for combating corrosion, and identifies promising directions in solving this problem.

Key words: corrosion, pipeline, gas, destruction, inhibitors, Far North.

УДК 672.9

МОДЕРНИЗАЦИЯ САЛЬНИКОВОГО УЗЛА НАСОСА ЦНС 300

Жданов К. А., студент,
Тюменский индустриальный университет, г. Ноябрьск

Аннотация. В данной работе предлагается модернизация агрегата, за счет установки гайки с резьбой на конце вала. Актуальностью работы проявляется в стремлении нефтепромысловых предприятий к быстрому и качественному ремонту насосов. В работе предлагается решение одной из таких задач по ускорению процесса ремонта сальникового узла ЦНС 300.

Ключевые слова: опорно-уплотнительный узел, центробежный насос ступенчатого типа, корпус.

Введение

При перекачивании большого количества жидкости под большим давлением потребуются специальные насосы, способные без труда справиться с такой задачей. Для таких операций подойдет центробежный насос ступенчатого типа (ЦНС). Насосы ЦНС – горизонтальная конструкция, которая предназначена для перекачивания жидкости.

Когда сильно вырастают расходы на эксплуатацию, добычу и поддержание скважин нефтяных месторождений в работоспособном состоянии, очень актуально встает проблема применения и развития нефтепромыслового оборудования, отвечающего этим требованиям. Поэтому данной цели подчинены все виды деятельности научно-исследовательских институтов, конструкторских бюро и всех предприятий, в той или иной мере связанных с нефтегазопромысловым делом.

Целью работы является, предложить модернизацию насоса ЦНС 300, за счет замены сальникового узла на резьбу, для быстроты проведения ремонта насоса и проведения ремонта непосредственно на месте, без демонтирования насоса и отправки на капитальный ремонт.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

– анализ конструкции насосов;

- анализ причин аварийных остановок насоса;
- анализ патентных проработок опорно-уплотнительных узлов центробежных насосов;
- предложение технического решения.

Описание предлагаемой модернизации (3 Description of the proposed upgrade).

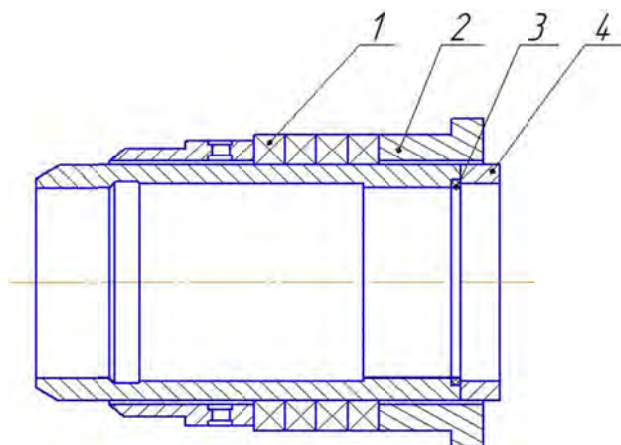


Рисунок 1. Рубашка

Целью изобретения является замена сальникового узла на резьбовое соединение и установка гайки с повышением надежности эксплуатации за счет специального способа крепления этих элементов узла. Поставленная цель достигается тем, что в сальниковом узле, преимущественно насоса, содержащем корпус насоса с приемным и выходным патрубками, вал, опирающийся на концевые выносные опоры, находящиеся в масле или консистентной смазке, концевые уплотнения вращающегося вала в виде торцевого уплотнения, включающего корпус, вращающееся и невращающееся контактные кольца пары трения, поджатые друг к другу поджимным упругим элементом. Карманы утечек для обеспечения приема жидкости и отвода ее в безнапорную емкость. В корпусе насоса установлен стакан, в котором размещена концевая опора, сообщенная с рабочей полостью насоса, уплотненная резиновыми уплотнительными кольцами, а с приемной стороны насоса последовательно с концевой опорой в стакане расположено торцевое уплотнение.

На рисунке 2 изображен опорно-уплотнительный узел насоса в разрезе.

Для улучшений монтажных и демонтажных работ при эксплуатации устройства гладкая рубашка с упорным кольцом 12 выполнена разрезной. Поджимное металлическое кольцо со стороны рабочей полости насоса, выполненное в виде гайки смещено к центру рабочей полости, поджимная пружина, которая предопределяет работу торцевого уплотнения и всего агрегата в целом, располагается в данной конструкции в замкнутой поло-

сти, полностью изолированной от влияния агрессивной среды. Регулирующая гайка 11 соединена с корпусом 9 торцевого уплотнения резьбой по поверхности большей ступени расточки корпуса 9. В устройстве также предусмотрены карманы для утечек, обеспечивающие прием просочившейся жидкости и отвод ее в безнапорную емкость [10].

В связи с тем, что рубашка устанавливается на вал с одной стороны и опирается на бурт, при износе сальников необходима замена уплотнения и с другой стороны вала с последующим демонтажем рубашки полностью. Во избежание демонтажа агрегата и разбора целиком предлагается установить на конце вала со стороны рубашки роторную гайку с резьбой, такого же плана, что и в начале вала.

Модернизация позволит ускорить процесс замены изношенных сальников, без демонтажа агрегата.

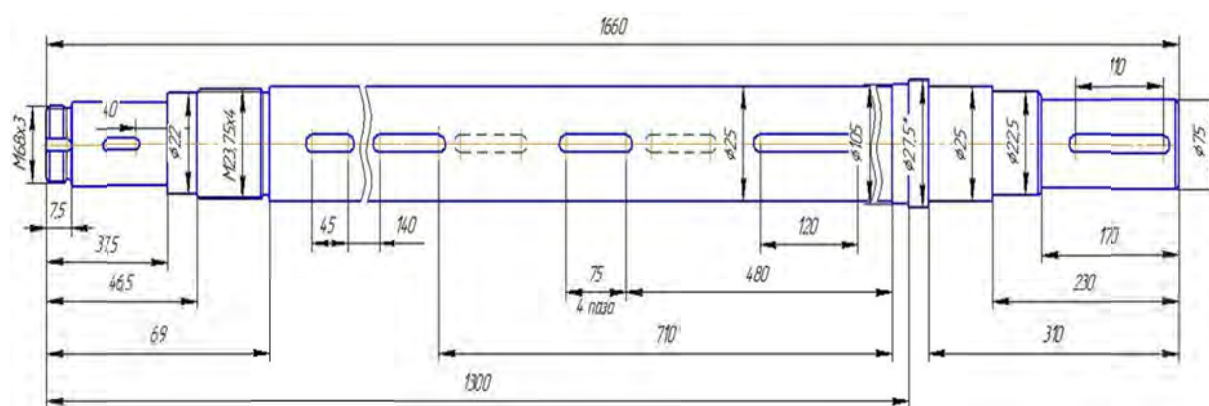


Рисунок 2. Вал ЦНС 300

Заключение

На основании анализа работы, можно сделать вывод, что быстро изнашиваемыми деталями насосов ЦНС-300, влияющие на общую наработку насосов до отказа, являются: детали вала, сальниковые уплотнители.

В работе на тему «Модернизация сальникового узла насоса ЦНС 300» предлагается модернизация агрегата, за счет установки гайки с резьбой на конце вала. Данная модернизация позволяет упростить процесс замены изношенных сальниковых узлов на новые, без полного демонтажа агрегата.

Для достижения поставленной цели выполнены следующие задачи:

- проанализированы отечественные центробежные насосы и зарубежные насосы;
- проанализированы конструктивные особенности насосов, принципы действия насосов ЦНС-300, причин аварийных остановок;
- проанализированы патентные проработки опорно-уплотнительных узлов центробежных насосов;
- предложено техническое решение.

Выявлена одна из самых распространенных причин выхода из строя центробежного насоса – это проблемы с сальниковым уплотнением. Условия, при которых возникают неисправности сальника, следующие:

– Биение вала из-за износа подшипников, изогнутого вала или плохой центровки. Его можно без труда проверить: отсоедините муфту и проверьте центровку, потом установите датчик на корпусе насоса рядом с сальником, чтобы определить радиальное биение вала.

Исходя из практики, теории и отзывам центробежные насосы имеют свойство ломаться или требуют ремонта в следующих случаях:

1. потеря герметизации при выходе из строя уплотнения. При выявлении такого дефекта необходимо остановить устройство и выполнить замену уплотнения. Возможна поломка при слабом напоре жидкости или ее недостаточностью до необходимого уровня.

2. возможна поломка подшипника на моторчике конструкции. Это приводит к ухудшению смазки, после чего смазка загрязняется и теряет охлаждающие и смазочные функции. Нередко появляется сильный посторонний звук.

При дефектной сборке корпуса агрегата, в процессе его использования, появятся посторонние звуки и вибрация.

Библиографический список

1. Состояние и пути повышения эффективности капитального ремонта газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях севера Тюменской области /А. В. Кустышев, И. И. Клещенко, Т. И. Чижова, В. В. Кузнецов. – Текст: непосредственный // Обзорная информация по разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. – Москва: ИРЦ Газпром, 2019 – 60 с.

2. Наместников, С.В. Анализ эффективности применения системы массового обслуживания с потерями и остановкой при организации ремонтных работ скважинного оборудования / Р. Р. Кучумов, С. В. Наместников. – Текст: непосредственный // Роль молодежи в развитии инновационных технологий в научных исследованиях. Материалы региональной научно-технической конференция студентов, аспирантов и молодых специалистов, посвященной 50-летию ТюмГНГУ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – С. 42-44.

3. Мустафин, Ф. М. Машины и оборудование газонефтепроводов. учебник для вузов / Ф. М. Мустафин, Н. И. Коновалов, Р. Ф. Гильметдинов // Уфа: Монография, 2002. 384 с. – Текст: непосредственный.

4. Глобальный взгляд. Годовой отчет ОАО Газпром. Москва: ОАО Газпром, 2011. – 169 с. – Текст: непосредственный.

5. Документы о продаже ликвидных активов. Проведение открытого отбора на заключение договоров купли-продажи ТМЦ, образующихся в

результате демонтажа объектов, не участвующих в производственном процессе. Ноябрьск, 23.03.2016. – 128 с. – Текст: непосредственный.

6. Кустышев, А.В. Ремонт скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев, И. И. Клещенко, А. П. Телков // Справочное пособие – Текст: непосредственный. Тюмень: Вектор Бук, 2009. – 204 с.

7. Транспортная сеть. Документы о продаже ликвидных активов. Проведение открытого отбора на заключение договоров купли-продажи ТМЦ, образующихся в результате демонтажа объектов, не участвующих в производственном процессе. Ноябрьск: ОАО «Газпром-Ноябрьскнефтегаз», 23.03.2016. – 1 с. – Текст: непосредственный.

8. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений – Москва: Минтопэнерго. – 2015. – 76 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Мусабилова Элина Ирековна, преподаватель высшей квалификационной категории отделения СПО, Филиал ТИУ в г. Ноябрьске.

MODERNIZATION OF THE PACKING ASSEMBLY OF THE CNS 300 PUMP

Author: Zhdanov K. A., student, musabirovaela@gmail.com

Research supervisor. Musabirova Elina Irekovna, teacher, Industrial University of Tyumen.

Abstract. This paper proposes the modernization of the unit, by installing a threaded nut at the end of the shaft. The relevance of the work is manifested in the desire of oil companies to quickly and efficiently repair pumps. The paper proposes a solution to one of these problems to speed up the process of repairing the stuffing box of the CNS 300.

Key words. Support and seal assembly, step-type centrifugal pump, housing..

УДК 625

ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «ЗАПОЛЯРЬЕ -ПУРПЕ» НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ПУТИ

А. Г. Кленских, преподаватель, многопрофильный колледж,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В статье рассмотрены и охарактеризованы проблемы пассивной защиты магистральных нефтепроводов на переходах через железнодорожные пути. Проведен сравнительный анализ сложившихся тех-

нологий антикоррозийной защиты. Даны предложения по повышению эффективности защиты трубопроводов от блуждающих токов и температурных воздействий.

Ключевые слова: нефтепровод, коррозия, антикоррозийная защита, блуждающие токи, изоляция.

Цель работы – выявить наиболее эффективные средства пассивной защиты перехода магистрального нефтепровода через железнодорожные пути.

Определяющим критерием обеспечения безопасной эксплуатации объекта и повышения его долговечности является его надежность – свойство объекта сохранять заданные функции в течение установленного ресурса. Обеспечение безопасной эксплуатации подземных трубопроводов во многом является проблемой повышения их надежности и долговечности и представляется сложной комплексной задачей, которая включает в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов. Применяемые материалы пассивной защиты трубопроводов, использованные при строительстве, быстро физически и морально устаревают, и уже не отвечают современным требованиям. Несмотря на то, что проблеме посвящены многочисленные исследования отечественных и зарубежных авторов, в настоящее время окончательных единых решений не выработано и многие вопросы остаются открытыми.

Проблема создания высоконадёжных трубопроводов в мерзлых грунтах является сложной и требует комплексного подхода, в основе которого должны быть натурные исследования и апробации новых технических решений в трассовых условиях.

Научная новизна работы состоит в исследовании новых материалов для пассивной изоляции нефтепровода, использование которых не распространено на территории России.

Практическая ценность исследования заключается в возможности внедрения результатов теоретических и экспериментальных исследований на предприятиях ТЭК в виде разработанного метода и конструкций устройств, снижающих скорость распространения коррозии, тем самым увеличивающих временной период между графиками капитальных ремонтов, снижающих социальный и экологический риск.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить особенности инженерно-геокриологических условий Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области;
2. Сравнить современные и наиболее эффективно используемые средства пассивной защиты магистрального нефтепровода по показателям: температурной стойкости, коррозионной защиты, защиты от блуждающих токов, экологичности и экономичности;

3. Аналитически определить наиболее стойкий к агрессивным средам изоляционный материал и составить таблицу показателей разброса;

4. Изучить и проанализировать современные изоляционные материалы (в т. ч. их свойства), способные быть использованные в качестве пассивной защиты трубы в месте перехода железнодорожных путей.

Для выполнения поставленных задач в работе использованы методы сравнения, синтеза, вертикального и горизонтального анализа, классификации, гипотетико-дедуктивный и аксиоматический методы.

При изучении данной проблемы использовались документальные источники: законодательные и иные нормативно- правовые и подзаконные акты, делопроизводственная документация, патенты, научные труды и материалы научно- практических конференций, государственные стандарты, своды правил и материалы СМИ.

Эксплуатация нефтепроводов сопряжена с высоким риском аварий, обусловленным длительным периодом их эксплуатации, которые могут, в свою очередь, послужить причиной экологической катастрофы. Из-за высокой степени износа трубопровода (разрушения, несоблюдения обособленности, несоблюдения геометрии трубы) значительная доля имеющихся нефтепроводов может попасть в окружающую среду, что потребует введения новейших технологий ремонтных работ и сервиса [1, стр. 4].

Ситуация на сегодняшний день такова, что значительная часть трубопроводных систем (до 50-65 %) исчерпала установленный ресурс и вступает в период интенсификации потока отказов. При этом следует отметить, что одной из основных причин высокой аварийности подземных технологических трубопроводных систем являются коррозионные повреждения (по литературным данным до 30 % от общего количества аварий). Проблема усугубляется еще и тем, что по условиям эксплуатации подземный трубопровод, как правило, воспринимает одновременное воздействие механических и температурных нагрузок (деформаций), износа и коррозионно-активных сред. Такое совместное воздействие может вызвать ускоренное коррозионно-механическое разрушение трубопроводов в виде общей механохимической коррозии, коррозионного растрескивания, коррозионной усталости и др., которое значительно интенсифицируется под влиянием полей блуждающих токов [2, стр. 4].

Пассивный метод защиты магистрального трубопровода от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом [5, стр. 5].

Независимо от материала покрытия к нему предъявляется ряд требований:

- герметичность;
- адгезия, то есть прочное сцепление с металлом;
- высокая диэлектрическая способность;
- отменная защита от электрического тока;

- хороший уровень прочности;
- устойчивость к механическим воздействиям в случае засыпки траншеи;
- приемлемая цена;
- температурная стойкость. [7, стр. 5]

Основная суть пассивной защиты заключается в том, что на поверхность трубопровода наносится изоляционное покрытие. В отечественной практике оно производится на основе битума, полимерной ленты или напыленного полимера.

Наиболее популярным является первый вариант. Такая изоляция осуществляется на основе 85% нефтяного битума марки IV. Данное покрытие имеет преимущество – оно отличается высокой стойкостью к механическим воздействиям. Но производить такие изоляционные работы возможно только при температуре до 0 С, что в условиях нашей климатической зоны неприемлемо. Кроме того, чтобы адгезия была отменной, должна обеспечиваться чистота поверхности труб. Гладкость и глянец покрытия дают более прочное сцепление поверхности с материалом. Для получения идеального блеска поверхности производится ручная или автоматическая зачистка [3, стр. 4].

На основе анализа отечественных и зарубежных технологий пассивной защиты магистральных нефтепроводов, с учетом специфики перехода через железнодорожные пути и температурных воздействий района, а также проведенный сравнительный технико-экономический анализ затрат на проведение ремонта, была предложена к использованию технология наложения композитных манжет. Материал манжеты обладает матричной памятью свёртывания. Основу материала манжеты составляет однонаправленное стекловолокно, связанное высокопрочным композитным материалом.

Использование манжеты позволяет предотвратить развитие имеющихся дефектов, перераспределить возникающее от блуждающих токов напряжение, исключить избыточные деформации стенки трубопровода и сохранить тем самым его эксплуатационные характеристики. Подтвержденная «продолжительность жизни» такой манжеты, по исследованиям производителя, составляет 50 лет [6, стр. 5].

Следовательно, применение композитных манжет способно снизить социальный и экологический риск в месте перехода МГНП железнодорожных путей, обеспечив эффективность и экономичность эксплуатационных характеристик трубопровода.

Библиографический список

1. РД 39-30-499-80. “Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов” – Режим доступа: свободный, действующая редакция. – URL :

<https://docs.cntd.ru/document/1200053851> (дата обращения: 20.03.2022). – Загл. с титул. экрана. – Текст : электронный.

2. СП 72.13330.2018. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии = Protection of buildings, facilities and structures against corrosion : свод правил : утвержден Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 16 декабря 2016 г. N 965/пр и введен в действие с 17 июня 2017 г. / разработан НИИЖБ им. А. А. Гвоздева АО "НИЦ "Строительство" при участии ассоциации "Защита строительных конструкций зданий и сооружений от коррозии". // Техэксперт : электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Электронные данные. - Режим доступа : свободный, действующая редакция. – URL : <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения: 23.03.2022). – Загл. с титул. экрана. – Текст : электронный.

3. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы = Main (Trunk) pipelines : свод правил : утвержден Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 18 февраля 2014 г. N 61/ принят и введен в действие с 1 июня 2014 г. / разработан СРО НП "НГС", ОАО ВНИИСТ, ЗАО НПВО "НГС-оргпроектэкономика". // Техэксперт: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Электронные данные. - Режим доступа : свободный, действующая редакция. – URL : <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения: 23.03.2022). Загл. с титул. экрана. – Текст : электронный.

4. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты: диссертация кандидата технических наук / О. Ю. Володченкова : 25.00.19. – М., 2017. – 148 с. – Текст : непосредственный.

5. Земенков Ю. Д. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности : учебное пособие / Ю. Д. Земенков, Г. Г. Васильев, А. Н. Гульков и т. д. – Москва: Инфра-Инженерия, 2015-608с.- ISBN 978-5-9729-0014. – Текст : непосредственный.

6. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов: 1 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак / Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2020. – 407 с. – Текст : непосредственный.

7. ТРАНСНЕФТЬ : Нефтяная компания : [сайт]. – URL : <http://www.transneft.ru> (дата обращения: 23.03.2022). – Текст : электронный.

8. Протекторная защита от коррозии. [сайт]. – URL : <http://www.tehnoinfra.ru/korroziya/110.html>. (дата обращения: 23.03.2022). – Текст : электронный.

PASSIVE PROTECTION OF THE MAIN OIL PIPELINE «ZAPOLYARIE- PURPE» AT RAILWAY CROSSINGS

Author: A. G. Klenskih, professor, klenskihag@tyuiu.ru

Annotation. The article discusses and characterizes the problems of passive protection of oil trunk pipelines at railway crossings. A comparative analy-

sis of the existing anti-corrosion protection technologies has been carried out. Proposals are given to improve the efficiency of pipeline protection from stray currents and temperature influences.

Keywords: oil pipeline, corrosion, corrosion protection, stray currents, insulation.

УДК 624

К ВОПРОСУ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Муллагалиев Т. Ф., Михай Д. С, студенты, Михайлова С. В, ассистент,
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В мире нефтегазовая промышленность развивается быстрыми темпами. Эта сфера деятельности предлагает наибольшие перспективы для модернизации. В целом нефтегазовую отрасль можно разделить на три основных направления: добывающая, промежуточная и перерабатывающая. Значительная часть компаний данной индустрии функционируют только в каком-либо одном из сегментов. Но существуют и те, которые осуществляют свою деятельность во всех трех секторах, они являются наиболее крупными организациями. Эти фирмы на первых этапах представляют собой вертикально интегрированные холдинги. Это первичная фаза нефтегазодобывающего процесса и область, которая характеризуется наличием наиболее высоких рисков и доходов. Данная стадия функционирования содержит в себе геологоразведку, геофизику и геохимию планируемой области залегания и добычи. Секция, которая находится выше по течению, состоит из выкормки диких животных, пробуривания проемов, размещения и введения в эксплуатацию устьевого комплекса устройств. Наибольший объем нефтегазодобычи в мире происходит национальными организациями. В данной статье рассмотрена экологическая безопасность в газодобывающей промышленности.

Ключевые слова: нефть, попутный газ, добыча, переработка, экология.

На сегодняшний день попутные нефтяные промысловые газы занимают значительную часть сырья в нефтегазовой отрасли [1].

Нефтяной газ является природным углеводородным газом, растворенный в нефти или выявленный в верхних частях областей залегания нефти и газа. Он представляет собой важный элемент химической и энергетической индустрии, который влечет за собой трудности в осуществлении подготовительных мероприятий, перемещения и переработки [2].

В России в последнее время применяется пассивный вид эколого-экономической стратегии, характеризующейся тем, что во время решения экономических вопросов не учитывается природное воздействие, происходит противостояние лишь итогам, а не источникам разрушения экологии, появляющихся в процессе техногенного развития экономики. В прошлом преодоление трудностей, связанных с экологией, носило тактический вид и было направлено на краткосрочный период, и не представляло собой долгосрочную стратегию. На сегодняшний день происходит модификация данного положения. Властями страны, путем создания программ, имеющих связь с экологией, осуществляются необходимые меры, ориентированные на увеличение результативности охраны внешней среды и эксплуатации природных резервов. Стоит отметить, что ТЭК страны приносит самое большое количество трудностей, относящихся к экологии (Рис. 1).



Рисунок 1 Влияние ТЭК

Таким образом, нефтегазовая индустрия является одной из наиболее природоёмких и отрицательно влияющих на экологию сферой экономики.

К сожалению, значительный объем ПНГ, получаемый в России, сжигается на факельных установках. Это негативно сказывается на экологии и экономике, так как происходит загрязнение воздуха и потеря полезных элементов, которые возможно использовать в качестве сырья в нефтехимии.

Программы по сокращению объемов сжигания ПГА направлены в большей степени на экологию [3].

В постсоветское время количество извлечения ПНГ в нашей стране стало расти, начиная с середины 1990-х годов. А именно, опираясь на официальные источники, можно сделать вывод, что данный показатель вырос более чем в 3 раза – с 25 млрд. м³ в 1995 году до более 90 млрд. м³ в 2020 году. Причиной этого стал рост добычи нефти, благодаря выявлению новых мест добычи нефти. Стоит отметить, что несмотря на рост количества извлечения ПНГ, значительного роста доли его полезного использования

не наблюдалось до 2014 года. В начале рассматриваемого периода данный показатель был равен 73-79% от общего объема, извлеченного ПНГ по стране, и только в 2020-2021 годах произошло его увеличение до 85–86%.

Негативное воздействие на экологию элементами, возникающими в процессе горения газа, можно устранить, путем его переработки или применения его в производственных потребностях потребителей или самой организации. На сегодняшний день в нашей стране становится популярно осуществлять операции, применяя механизмы, рассмотренные Киотским протоколом к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, что также положительно оказывает воздействие на увеличение результативности утилизации ПНГ, благодаря обретению возможности использовать зарубежные технологии и установки, путем исполнения квот на выбросы [4].

Главные способы переработки ПНГ представлены на рисунке 2.

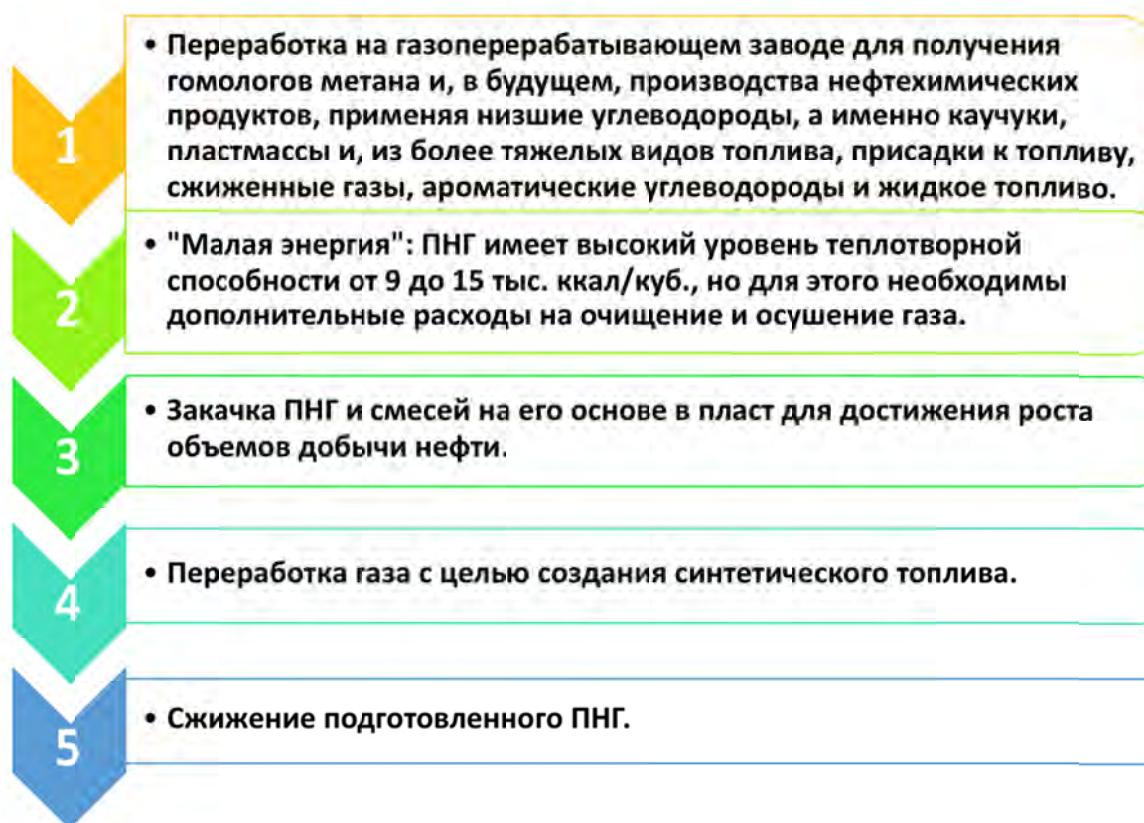


Рисунок 2. Главные способы переработки ПНГ

Сегодня в России в широко применяется только два направления: использование ПНГ в качестве топлива для создания электроэнергии, и сырья для нефтехимии.

Помимо этого, осуществление переработки ПНГ способно увеличить эффективность добычи нефти. Это возможно благодаря внедрению новых технологий и установок в нефтяной промышленности, что повлечет за со-

бой сокращение потребности в применении сетевых инфраструктур, имеющих высокую стоимость [5].

Библиографический список

1. Погребная И. А. Современные методы нефтеизвлечения в условиях крайнего севера: монография / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст: непосредственный. – Москва, Издательство Знание-Москва. 2022. – 88 с.
2. Арбузов, В. Н. Геология. Технология добычи нефти и газа. Практикум / В. Н. Арбузов, Е. В. Курганова. – Москва: Юрайт, 2019. – 68 с. – Текст: непосредственный.
3. Грей Ф. Добыча нефти / Грей, Форест. – Москва: Олимп-Бизнес, 2020. – 416 с. – Текст: непосредственный.
4. Леффлер, У. Л. Глубоководная разведка и добыча нефти / У. Л. Леффлер. – Москва: Олимп-Бизнес, 2019. – 629 с. – Текст: непосредственный.
5. Ола, Дж. Метанол и энергетика будущего. Когда закончатся нефть и газ / Дж. Ола. – Москва: Бином. Лаборатория знаний, 2020. – 860 с.
6. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

УДК 665.612.2

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Нафикова Р. Р. студент,
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье описаны причины невозможности сжигания попутного нефтяного газа, а также какие бывают экологические проблемы после сжигания ценного сырья. В данной статье представлен перспективный способ утилизировать попутный нефтяной газ на удаленных месторождениях, без каких-либо угроз для экологической среды. Также представлены результаты использования данного способа.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ; отбензиненный газ; мягкий паровой риформинг.

Попутный нефтяной газ – это особый вид природного газа, который размещен в нефтяных залежах. Попутный нефтяной газ можно разделить на два вида: сухой отбензиненный газ и широкая фракция легких углеводородов. Сухой отбензиненный газ – это газообразная смесь метана и эта-

на, который легко можно транспортировать по газопроводу вместе с природным газом. Широкая фракция легких углеводородов – это углеводородная смесь, которая состоит из бутана, пропана, пентана, этана и остальных компонентов, которые в свою очередь, можно добыть в процессе переработки нефти. Попутный нефтяной газ состоит из тяжелых компонентов, который нельзя перевозить и использовать без какой-либо очистки, именно поэтому существуют множество его утилизаций.

Один из легких способов – является сжигание, но этот способ сопровождается не малыми проблемами. Если сжигать попутный нефтяной газ, то в атмосферу выбрасываются огромные объемы различных вредных веществ. Этот способ может привести страну к экологической проблеме. По разным оценкам, за год в результате сжигания ПНГ в атмосферу выбрасывается 400 тыс. т вредных веществ – окиси углерода, окислов азота, углеводородов, сажи. В среднем в России на 1 т добытой нефти приходится около 8 кг вредных атмосферных выбросов, которые локализуются преимущественно в сырьевых регионах [1].

На сегодняшний день существует много различных переработок попутного нефтяного газа и использовать его можно во многих отраслях промышленности. Одно из применений нашлось в электроэнергетике. Этот способ заключается в использовании собственного газа в качестве топлива для выработки электроэнергии непосредственно на нефтепромыслах. Данный способ мог бы облегчить множество аспектов, но в данном способе присутствует несколько нюансов. В качестве генерирующих агрегатов для этой цели применяются машины, в которых в качестве привода электрогенератора используется газовая турбина или газопоршневой двигатель. Такое применение может обеспечивать выработку необходимых объемов электрической и тепловой энергии для собственных нужд. Но нужно учитывать и недостатки нефтяного газа:

1. Может случиться, перегрев двигателя, т. к. природный газ имеет низкую теплопроводность, именно поэтому двигатель рассчитан для работ с природным газом. Во избежание перегрева приходится снижать рабочую мощность энергоустановок примерно на половину.

2. Низкое метановое число топливного газа приводит к:

- неравномерному сгоранию топливной смеси
- повышенному образованию сажи
- сквозному прогару клапанов
- возникновению нагара в цилиндрах двигателя

В конечном итоге машина выходит из строя.

Из-за нескольких недостатков эта установка может стать нерентабельной, именно поэтому была создана новая технология «Мягкий паровой риформинг».

Эта технология позволяет преобразовать широкую фракцию легких углеводородов, которая содержится в попутном нефтяном газе, в газовую

смесь, которая состоит примерно на 90% из метана [2]. Данный процесс должен протекать на никельсодержащем катализаторе. В результате данного процесса образуется углекислый газ и водород. Такая технология на нефтяной отрасли впервые начала использоваться в 2014 году, во многом уникальное решение было предложено российской компанией «БиАй Технолоджи». «Мягкость» процесса определяется в первую очередь более низкими температурами в реакторе – 250-350°C, в зависимости от состава исходного сырья и требуемого результата конверсии. На газохимических производствах риформинг проходит при температуре около 550°C, соотношение водяного пара и углерода в смеси также отличается [3]. Без испытаний не было понятно рентабельность технологии.

Поэтому было принято решение испытать технологию мягкого парового риформинга на промысле. Запуск был произведен впервые в сентябре 2015 года на Крапивинском месторождении. Так как это был первый запуск данной технологии, было принято решение, внести доработки, выявить недостатки и устранить помехи. Следующее испытание было произведено в декабре того же года, которое прошло успешно. «Мягкий паровой риформинг» показал свою надежность в использовании, способность приспособиться к разным условиям, доказал, что данная технология не только позволяет переработать проблемные углеводороды в метан, но и увеличить объемы топлива.

Таким образом, сжигание попутного нефтяного газа приносит невероятный вред в окружающую нас среду, тем самым нанося вред людям и экологической среде. Как нам известно, что транспортировка попутного нефтяного газа является большой проблемой в нефтяной отрасли. Но и сжигание ценного сырья не самая хорошая идея, так как это несёт за собой экономические и экологические потери. Именно поэтому мягкий паровой риформинг на удаленных и малодебитных месторождениях может стать удачным решением. Применение данной технологии будет экономически оправданным и экологически безопасным.

Библиографический список

1. Учебные материалы онлайн. – Текст : электронный // studwood.net: официальный сайт. – 2017 – 2022- URL: https://studwood.net/1327676/ekologiya/ekologicheskij_vred_szhiganiya_poputnogo_gaza (дата обращения : 03.04.2022).

2. О применении альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях крайнего севера // И. А. Погребная, С. В. Михайлова, С. Т. Полищук, Г. Ф. Бабюк. – Текст : непосредственный. в сборнике: Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации). материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). 2016. С. 73-75.

3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. [и др.]. – Тюмень, 2021. – 249 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Михайлова С. В. ассистент, Тюменский индустриальный университет.

УДК 622.276

КАВИТАЦИОННЫЙ ГАЗЛИФТ

Некрасов А. В., к. э. н., доцент, Шаньгин Е. С., д. т. н., профессор,
Юровский Д. В., магистрант, кафедра нефтегазового дела,
Нижевартовский государственный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье рассматривается использование кавитационного явления для транспортирования нефти по каналу насосно-компрессорных труб – одна из таких технологий, которая пока не рассматривалась для решения задач нефтедобычи. Применение кавитации не только для генерирования пузырьков газа, но и для введения подаваемого с поверхности газа, используемого для подъёма нефти в режиме газлифта, позволяет в 2-3 раза уменьшить расходы на нефтеизвлечение путём замены дорогостоящих компрессоров на простой и надёжный кавитационный процесс.

Ключевые слова: газлифт, кавитация, нефтеизвлечение, компрессорные установки, колонна насосно-компрессорных труб.

После окончания фонтанного периода нефтеизвлечения следующий этап можно отнести к механическому способу добычи нефти, называемому газлифт, который заключается в том, что к забою скважины по специальным трубам нагнетается сжатый газ, благодаря чему создаётся газожидкостная смесь с малым удельным весом, вытесняемая по скважине на поверхность к устьевой части. Коэффициент нефтеотдачи при этом невелик - в проектах он принимается не более 0,4-0,6.

Недостатками газлифта по традиции считаются высокие начальные капитальные вложения, фондоёмкость и металлоёмкость. Снижение этих капиталовложений может значительно понизить себестоимость нефтедобычи, в чём может оказать помощь модернизированный газлифт.

Как показывает практика, главные затраты энергии газа, подаваемого с поверхности для образования газожидкостной смеси на забое скважины, связаны с преодолением давления скважинной жидкости. Газ, компримированный мощной компрессорной установкой, подают в скважину, который при достижении нижнего конца НКТ начинает по ней подъём вверх за счёт архимедовой силы. По мере подъёма пузырьки газа увеличиваются,

занимая всё больший объём и снижая тем самым плотность среды внутри НКТ. Давление на забой столба продукции скважины падает, что способствует притоку жидкости из пласта в скважину. Создаётся некоторое подобие фонтанного способа движения продукции скважины.

В этой схеме слабым звеном, портящим всю картину, является подача сжатого газа в скважину – слишком затратно. Выходом из этого положения может быть перенесение образования газожидкостной смеси не в забое НКТ, а на поверхности с последующей подачей её в нижнюю часть колонны насосно-компрессорных труб. В этом случае отпадает необходимость в мощных компрессорных установках. Их можно заменить на диспергатор для создания высокодисперсной газожидкостной смеси. Подача такой смеси не представляет сложностей, поскольку закачка под относительно небольшим давлением может осуществляться обычным центробежным насосом. Задача разделения жидкости и газа в зоне забоя НКТ решается путём применения кавитации. Такой способ осуществления режима газлифта получил наименование «калифт». Газ, выделяемый из газожидкостной смеси под действием кавитации, поступает в нижнюю часть НКТ и поднимается вверх, выполняя задачу традиционного газлифта (рисунок 1, 2).

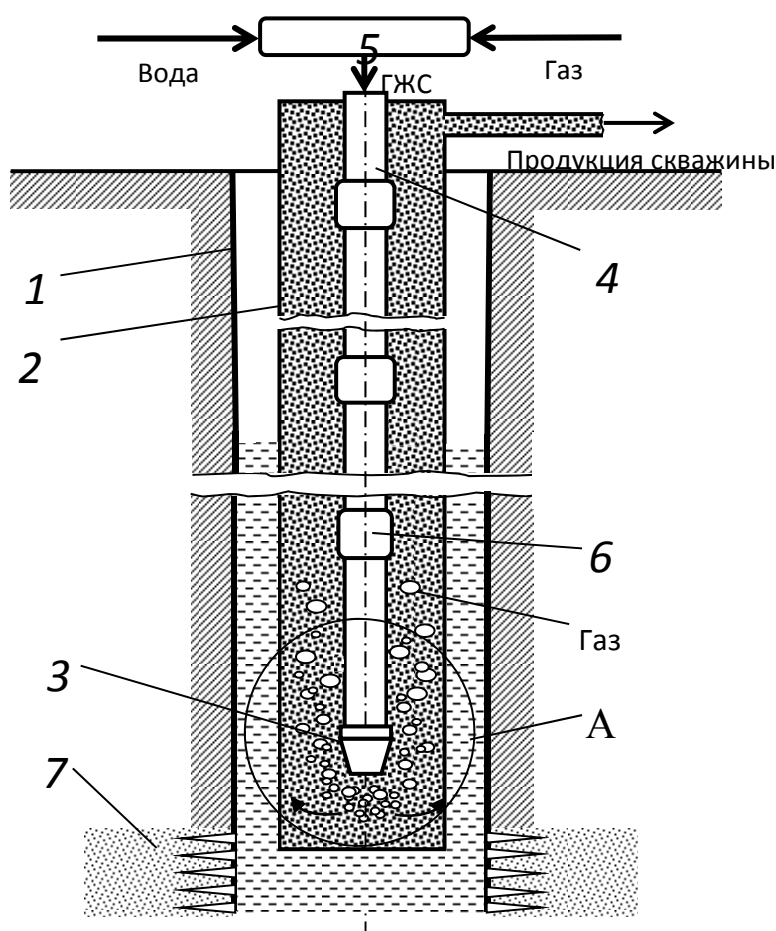


Рисунок 1. Схема калифтового нефтеизвлечения
 1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – газогенератор; 4 – трубочатая штанга;
 5 – диспергатор; 6 – соединительная муфта; 7 – пласт

На уровень работы газлифта опускают НКТ (рис. 1), внутри которого помещена колонна трубчатых штанг, снабжённых кавитатором, к которому подаётся мелкодисперсная газожидкостная смесь [1-3].

Для возбуждения работы кавитатора необходимо под небольшим давлением (4÷6 атм.) подать в полость трубчатых штанг 4 мелкодисперсную газожидкостную смесь. При выходе из сопла кавитатора 3 выделяемый из газожидкостной смеси (ГЖС) газ смешивается с парогазовыми пузырьками, получаемыми путём кавитации закачиваемой воды. Часть пузырьков, наполненных паром, схлопывается, а газовые пузырьки, извлечённые из ГЖС, продолжают подниматься по НКТ.

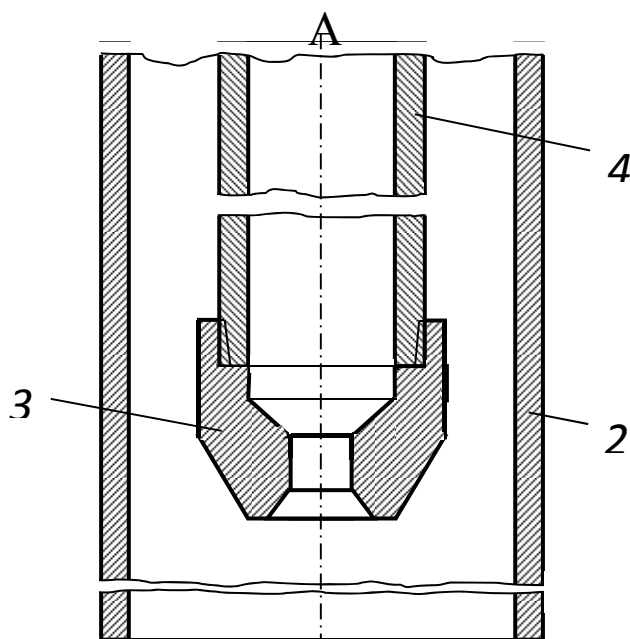


Рисунок 2. Схема кавитационного устройства:
2 – НКТ; 3 – кавитатор; 4 – трубчатая штанга

В колонну трубчатых штанг закачивают ГЖС под давлением, превышающем статическое давление в НКТ на величину давления, необходимого для инициации кавитации. Условием начала кавитации является уменьшение проходного сечения канала движения воды. Такое изменение проходного сечения приводит к увеличению скорости потока воды, сопровождающемуся уменьшением давления. Такой способ возбуждения кавитации называется гидродинамической кавитацией.

Такой режим работы кавитатора вызывает образование большого количества пузырьков. Далее всё происходит так, как обычно бывает в процессе газлифтового способа подъёма нефти.

В этом процессе важно согласовать соотношение размеров проходного сечения подводящего водяного патрубка и сечения суженного участка кавитационной насадки 3.

Таким образом, в полости газогенератора 3 происходит выделение потока газовых пузырьков, содержащих как паровые, парогазовые, так и газовые составляющие. Паровые пузырьки, попадая в зону высокого скважинного давления, схлопываются с выделением акустической энергии, тепла и скачка давления. Парогазовые и газовые пузырьки поднимаются по НКТ и смешиваются с нефтью так же, как это происходит при осуществлении традиционного газлифта.

По сути, отличие калифта от традиционного газлифта заключается только в том, что источником газа является не компрессор, стоящий на поверхности и подающий газ высокого давления, способный преодолеть давление у забоя скважины, а кавитатор, основной функцией которого является отделение газа от воды в ГЖС.

Применение в таком качестве кавитатора позволит:

- повысить экономичность процесса *liftup* в несколько раз путём повышения КПД;
- снизить расходы на приобретение и обслуживание наземной аппаратуры, используемой для газлифта;
- совместить процесс получения рабочего газа с процессом смешивания воды и газа, подаваемого с поверхности под низким давлением.

Кавитация (от лат. *cavitas* – пустота) – образование в жидкости полостей, заполненной газом, паром или их смесью (так называемых кавитационных пузырьков или каверн). Кавитационные пузырьки образуются в тех местах, где давление жидкости становится ниже некоторого критического значения. В реальной жидкости критическое давление приблизительно равно давлению насыщенного пара этой жидкости при данной температуре.

Кавитация – явление, возникающее в жидкости при высоких скоростях движения жидкости, т. е. при понижении давления (гидродинамическая кавитация) (рис. 3). Существуют и другие причины возникновения эффекта кавитации. Перемещаясь с потоком в область с более высоким давлением, кавитационный пузырёк схлопывается, излучая при этом ударную волну.

Физический процесс возникновения кавитации схож с кипением. Основой кипения является термодинамическое воздействие, которые предшествуют формированию пара. Кипение происходит, когда местная температура жидкости достигает температуры насыщения, дальнейшее поступление тепла необходимо, чтобы позволить жидкости перейти в пар. Зарождение кавитации происходит, когда локальное давление ниже давления насыщения паров при определенной температуре [4].

Условие возникновения кавитации:

$$P_2 = P_{nn} = f(t), \quad (1)$$

где P_{nn} – давление насыщенных паров.

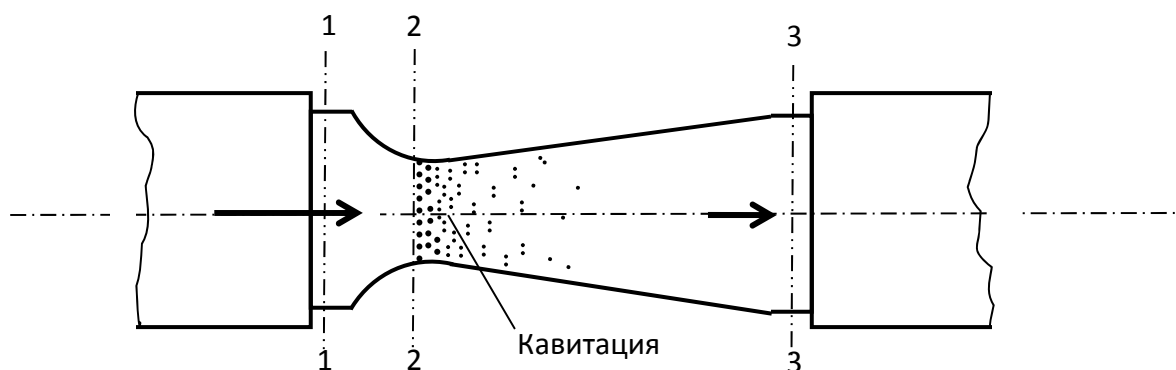


Рисунок 3. Схема возникновения кавитации

1-1 – линия полного статического давления; 2-2 – линия пониженного давления;
3-3 – линия восстановления давления

Кавитационное течение характеризуют безразмерным параметром X (числом кавитации):

$$X = \frac{2P - P_s}{\rho \cdot v^2}, \quad (2)$$

где P – гидростатическое давление набегающего потока, Па;

P_s – давление насыщенных паров жидкости при определенной температуре окружающей среды, Па;

ρ – плотность среды, кг/м³;

v – скорость потока на входе в систему, м/с.

Известно, что кавитация возникает при достижении потоком граничной скорости $V=V_c$, когда давление в потоке становится равным давлению парообразования (насыщенных паров).

Этой скорости соответствует граничное значение критерия кавитации.

В зависимости от величины X можно различать четыре вида потоков: Докавитационный – сплошной (однофазный) поток при $X > 1$,

Кавитационный – (двухфазный) поток при $X \approx 1$,

Пленочный – с устойчивым отделением кавитационной полости от остального сплошного потока (плёночная кавитация) при $X < 1$,

Суперкавитационный – при $X \ll 1$.

Гидродинамическая кавитация может быть возбуждена путём прохождения жидкости через суженный канал на определенной скорости потока. В случае сужения канала и на основе конкретной геометрии системы, сочетание давления и кинетической энергии может создать гидродинамические кавитационные каверны на выходе из местного сужения, создавая высокие энергетические пузыри кавитации.

В работах [5-7] при исследовании процесса возникновения кавитации получен диапазон скорости течения воды v , который находится в пределах 16 ... 24 м/с. Для развития и поддержания процесса кавитации необ-

ходимо обеспечить соблюдение условия превышения скорости на выходе из устройства над скоростью входа в него.

Согласно исследованиям, Т. Н. Витенько и Я. М. Гумницкого [8] установлено, что кавитационный режим сопровождается разрушением сплошности среды, а, следовательно, уменьшением плотности потока. Поэтому, в первом приближении, принимаем значение плотности выходящего потока, равное 500 кг/м^3 , т. е. в два раза ниже плотности входящего (1000 кг/м^3). В связи с этим происходит увеличение расхода через выходное отверстие на то же значение.

Для примера расчёта режима кавитации в соответствии с рисунком 2, зададимся исходными данными. Принимаем за главный параметр давление в трубчатой штанге 4 ($p_2=0,6 \text{ МПа}$). Скорость течения ГЖС в узком канале кавитатора принимаем середину диапазона скоростей кавитатора – 20 м/с . Тогда, в соответствии с эффектом Бернулли ($s_1v_1=s_2v_2$), можно определить скорость потока в широкой части трубопровода, которая будет равна $v=3,54 \text{ м/с}$. При использовании в качестве трубопровода для подачи воды трубчатые штанги с внутренним диаметром 19 мм , определяем диаметр выходного сопла кавитатора, который будет равен $d=8 \text{ мм}$. Тогда, при скорости движения водяного потока в широкой части кавитатора $v_1=3,54 \text{ м/с}$ давление в этом сечении будет превышать давление в узкой части: $p_1=3,39 \text{ МПа}$. Для определения полного давления в трубе 4 (рис. 2) к этому давлению нужно присовокупить разность давлений в трубе к статическому давлению в месте установки кавитатора:

$$p = p_1 + p_{\text{тр}} - p_{\text{ст}} \quad (3)$$

где p_1 – рабочее давление в кавитаторе;

$p_{\text{тр}}$ – давление в трубе подачи воды;

$p_{\text{ст}}$ – давление скважинной жидкости в месте погружения кавитатора.

Таким образом, чтобы определить, с каким давлением нужно закачивать воду в колонну трубчатых штанг, нужно вычислить величину превышения давления столба воды в колонне штанг над пластовым давлением на глубине установки кавитатора и сложить её с рабочим давлением кавитатора.

Например, статический уровень скважинной жидкости от поверхности 400 м , кавитатор установлен на 600 метров ниже, т. е. давление скважинной жидкости на уровне кавитатора 6 МПа . Давление в столбе воды в колонне трубчатых штанг на уровне статического уровня 4 МПа , а на уровне установки кавитатора 10 МПа . Рабочее давление в кавитаторе $3,39 \text{ МПа}$. Тогда по формуле 2 вычисляем величину давления нагнетания воды в трубчатые штанги, которое будет 4 МПа , т. е. при подаче ГЖС с небольшим избыточным давлением, поскольку давление в широкой части кавитатора превышает требуемое входное давление. Расход воды в трубчатой штанговой колонне будет не более $0,3 \text{ литра/сек}$.

Для выбора сочетаний входного и выходного значений давлений в кавитаторе можно воспользоваться графиком на рис. 4 [8].

Ряд нетрадиционных методов активации жидкого сырья различной природы основан на использовании кавитации, с которой на протяжении многих десятилетий боролись как с негативным явлением. Кавитация разрушает гребные винты судов, крыльчатки насосов и помп, вызывает шум, вибрации и снижение эффективности работы гидравлического оборудования [9, 10]. Однако, очевидно, что выделяемая при кавитации в результате схлопывания пузырьков колоссальная энергия, а также большое число способов создания условий для кавитации могут с эффективностью использоваться для интенсификации многих технологических процессов.

В общем случае явление кавитации связывают с появлением в жидкости при определенных условиях многочисленных кавитационных пузырьков, которые пульсируют, осциллируют, растут, уменьшаются, схлопываются и при этом перемещаются вместе с потоком жидкости.

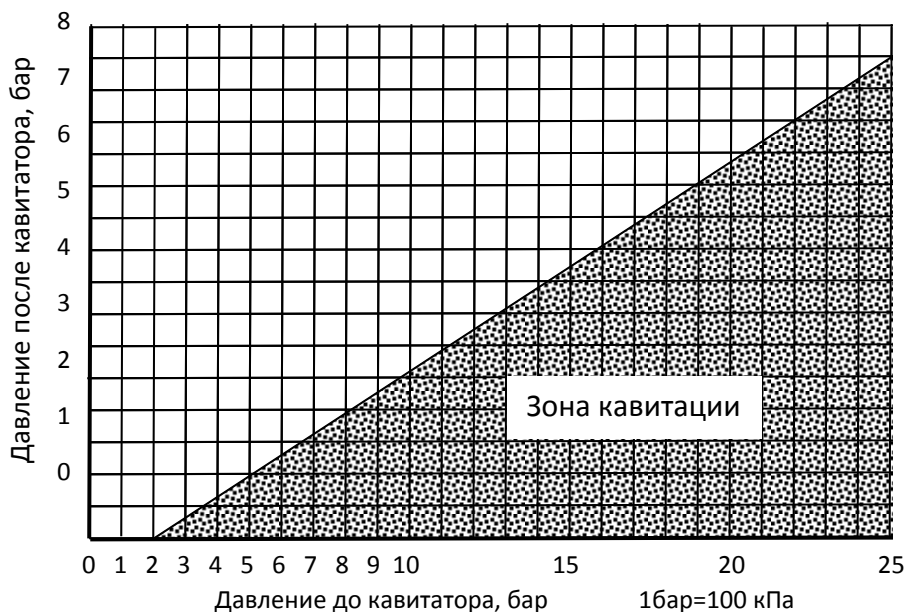


Рисунок 4. График зоны работоспособности режима кавитации

Необходимыми и достаточными условиями возникновения кавитационных пузырьков являются наличие в жидкости зародышей пузырьков и статического давления ниже давления насыщенных паров этой жидкости при данной температуре, так как в реальной жидкости плотность сверхкритических зародышей достаточно высока. Способ понижения статического давления принципиального значения не имеет [9].

Применение кавитационного явления для транспортирования нефти по каналу насосно-компрессорных труб – одна из таких технологий, которая пока не рассматривалась для решения задач нефтедобычи. Применение кавитации не только для генерирования пузырьков газа, но и для введения подаваемого с

поверхности газа, используемого для подъёма нефти в режиме газлифта, позволяет в 2-3 раза уменьшить расходы на нефтеизвлечение путём замены дорогостоящих компрессоров на простой и надёжный кавитационный процесс.

Библиографический список

1. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика / Г. Н. Абрамович. – Москва, Наука, 1969. – Текст : непосредственный.
2. Перник А. Д. Проблемы кавитации / А. Д. Перник. Ленинград. Судостроение, 1966 – 439с. – Текст : непосредственный.
3. Пирсол И. Кавитация / И. Пирсол, Москва. Мир, 1975 – 95 с. – Текст : непосредственный.
4. Рождественский В. В. Кавитация / В. В. Рождественский. Ленинград. Судостроение. – 1977 – 248с. – Текст : непосредственный.
5. Левковский Ю. Л. Структура кавитационных течений / Ю. Л. Левковский. – Ленинград; Судостроение, 1977 – 248 с. – Текст : непосредственный.
6. Арзуманов З. С. Кавитация в местных гидравлических сопротивлениях / З. С. Арзуманов. Москва. Энергия, 1978 – 303 с. – Текст : непосредственный.
7. Буйвол В. Н. Тонкие каверны в течениях с возмущениями. – Киев Наукова думка, 1980 – 296 с. – Текст : непосредственный.
8. Терентьев А. Г. Математические вопросы кавитации: учебное пособие / А. Г. Терентьев. Чебоксары: Издательство Чувашского государственного университета, 1981 – 132 с. – Текст : непосредственный.
9. Федоткин И. М. Использование кавитации в технологических процессах / И. М. Федоткин, А. Ф. Немчин. Киев: Вишья школа, 1984 – 68 с. – Текст : непосредственный.
10. Флинн Г. Физика акустической кавитации в жидкостях / Г. Флинн // Физическая акустика / Под ред. У. Мезона. – Москва: Мир, 1967 – Т. 1. – С. 7-138. – Текст : непосредственный.

CAVITATION GAS LIFT

Authors: Nekrasov A. V., PhD, associate professor; Shangin E. S., doctor of technical sciences, professor, Yurovsky D. V., undergraduate, Nizhnevartovsk State University, Nizhnevartovsk.

Abstract: The article discusses the use of the cavitation phenomenon for transporting oil through the tubing channel - one of such technologies, which has not yet been considered for solving oil production problems. The use of cavitation not only to generate gas bubbles, but also to introduce gas supplied from the surface, used to lift oil in the gas lift mode, makes it possible to reduce the cost of oil recovery by 2-3 times by replacing expensive compressors with a simple and reliable cavitation process.

Key words: gas lift, cavitation, oil recovery, compressor units, tubing string.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ FLEXITANK ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Никоноров Р. К., студент, Валитов Р. Ф., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В данной статье рассмотрен анализ применения технологии флекситанк для перевозки нефтепродуктов, также показана эффективность данных контейнеров, экономическая эффективность и экологичность.

Ключевые слова: флекситанк, контейнеры, транспортировка.

Постоянный рост количества автомобилей в нашей стране провоцирует неизбежный рост потребления бензина и как следствие увеличение числа автозаправочных станций, до которых необходимо доставлять нефтепродукты. Идеальным для этой цели является бензовоз. Его мобильность и быстрота по сравнению с альтернативными видами транспорта, такими как железнодорожный и морской, делает его наиболее используемым способом доставки не только бензина, но и других нефтепродуктов в малом радиусе действия.

По оценкам специалистов, до 35% опасных ситуаций возникает при наливке автоцистерн на нефтебазе, т. е. у грузоотправителя. До 25% аварийных ситуаций может возникать непосредственно при транспортировании нефтепродуктов. Еще около 25% опасных ситуаций может возникать при сливе нефтепродукта на АЗС или нефтебазе. В пределах 10% опасных ситуаций зафиксировано при движении пустых автоцистерн, имеют место аварийные ситуации при обслуживании автоцистерн (до 5%).

Нефтепродукты являются опасными грузами, относятся к классу легковоспламеняющихся опасных продуктов, поэтому их транспортировка требует аккуратности и внимания. Топливо имеет особые характеристики, их химические и физические свойства оказывают влияние на процесс транспортировки и требуют высокой квалификации от перевозчиков.

При транспортировке таких грузов учитывается множество моментов, например, темные нефтепродукты могут застывать зимой, поэтому для вязких веществ должны быть использованы цистерны с подогревом.

В настоящее время практически все перевозки нефтепродуктов по суши представлены автомобильными и железнодорожными транспортировками, а также по трубопроводам.

Наиболее перспективной технологией, позволяющей решить многие из этих проблем, является технология FLEXITANK.

Флекситанк – это гибкий контейнер объемом от 14 до 24 тысяч литров, который используется для перевозки и хранения жидких и наливных

грузов промышленного типа. Материал контейнера не взаимодействует с грузом даже при длительной перевозке и высоких температурах. Является экономически выгодной альтернативой танк-контейнерам и бочкам. Он превращает стандартный морской контейнер в безрисковую систему для перевозки наливных грузов. Представляет собой эластичную цистерну-вкладыш, выполненную из специально разработанных полимерных материалов. Позволяет хранить и безопасно перевозить товары автомобильным, железнодорожным и морским транспортом. Выдерживает 8-кратные перегрузки. Обладает гибким объемом: от 10 000 до 24 000 литров.

Вес перевозимого груза рассчитывают по формуле: $P = (\text{объем вкладыша} \times \text{плотность груза}) \times 95\%$. Потери при погрузочно-разгрузочных работах не превышают 0,5% по объему.

Устройство и принцип работы

Флекситанк-контейнер представляет собой бесшовную подушку в силовой металлической оболочке с противоскользящей подкладкой, сливно-наливной арматурой и вертикальной поперечной перегородкой внутри.

Оболочка состоит из двух слоев: внешний – ламинированная либо армированная полипропиленовая ткань, внутренний – 4-слойная полиэтиленовая пленка. Эластичная внутренняя пленка растягивается до 750%, но не рвется. Защитная внешняя – исключает попадание влаги, кислорода, запахов, а также испарения. Основные элементы представлены в рисунке 1.

В комплект поставки опционально входят балки для крепления перегородки, электронасос, счетчик учета, соединительные рукава с быстроразъемными соединениями, шаровые краны. Оборудование поставляется в упаковке и с технической документацией.



Рисунок 1. Основные элементы контейнера FLEXITANK

Мягкий резервуар (1), в зависимости от назначения, выполняется либо из полиэтиленовой/полипропиленовой пленки (в случае одноразовых флекситанков), либо из специальной ПВХ ткани (при многоразовом использовании).

Внутренняя перегородка (4) выполнена из металлических переборок с промежуточными пластиковыми держателями. Она обеспечивает надежную амортизацию при резком торможении. Металлический профиль используется для более устойчивой фиксации и стягивания флекситанка.

Сливо-наливная арматура (5) представлена фланцем, загрузочным клапаном и воздушным патрубком. Рассчитана на стандарт в 2-3 дюйма.

Подкладка (3) обычно выполнена из гофрированной бумаги, реже – из ДВП или 3-миллиметрового вспененного полиэтилена.

Преимущества рассматриваемого оборудования:

- груз надежно запечатан, риска его загрязнения нет;
- сравнительно небольшие затраты на установку;
- скорость погрузки и разгрузки выше, чем при эксплуатации ИВС-контейнеров и бочек;
- не требует промежуточных перегрузок в пути;
- позволяет использовать рабочий объем по максимуму;
- материал мягкого пакета химически нейтрален, сохраняет инертность при высоких температурах, безопасен, легок в применении и экономичен;
- для монтажа, слива и налива не требуется специально обученный персонал;
- потери при погрузке и разгрузке сокращаются в ~10 раз;
- полностью перерабатывается и утилизируется;
- гарантирует целостность контейнера;
- подходит для длительного хранения на открытых площадках и складах;
- обладает малым весом.

Недостатки флекситанков:

- большинство из них не подходит для перевозки небезопасных по IMDG грузов и для транспортировки в рефрижераторах;
- для выгрузки нужны насосы;
- при утилизации влияют на окружающую среду;
- в отличие от танк-контейнеров требуют определенной подготовки перед транспортировкой;
- потенциальный риск утечки всего содержимого при разгерметизации (плюс расход на очистку контейнера).

Экономический эффект

Анализируя экономичность флекситанка, необходимо сравнивать его с имеющимися цистернами, выполненными из стали. Список стоимостей цистерн представлен в таблице 1.

Стоимости контейнеров

Вид контейнера	Объем, м ³	Стоимость, руб.
Флекстанк	25	100.000 руб.
Автомобильные бочки	25	от 500.000 до 1.500.000
Ж/Д бочки	25	от 300.000 до 1.200.000

Как видно из таблицы, стоимость контейнеров, выполненных по технологии флекстанк на порядок дешевле, нежели автомобильные и ж/д бочки, что делает их экономически выгодными.

Исходя из срока службы контейнеров, а это: около 10-15 лет для стальных и порядка 30-35 лет для ПВХ контейнеров (используемых для флекситанка); можно сделать вывод о том, что при своей дешевизне и довольно большим сроком службы, контейнеры флекситанк намного выгоднее своих конкурентов. Большим плюсом является простота его установки и сохранение качества продукта за счет свойств эластичного материала, который не подвержен коррозии, чего нельзя сказать о стальных контейнерах. Помимо этого, его не требуется ремонтировать в случае протечки сливных горловин, намного дешевле и проще установить новый контейнер, который будет и дальше служить.

Обращает на себя внимание также экологическая эффективность флекситанка. В процессе транспортировки нередкими случаями бывают аварии, и как следствие, разливы нефтепродуктов. В случае с контейнерами флекситанка, загрязнения окружающей среды можно избежать с наибольшей вероятностью, по сравнению со стальными контейнерами, которые при аварии могут лопнуть в швах металлоконструкции, вследствие чего произойдет разлив.

Флекситанк является новой технологией для Российского рынка, которая позволит снизить затраты на перевозку, что в дальнейшем снизит стоимость продукции на выходе для потребителей.

Библиографический список

1. Флекситанк - идеальное решение для морских грузоперевозок. - Текст: электронный // Flexitank.biz – официальный сайт. – 2022. – URL: <https://www.flexitank.biz> (дата обращения: 25.03.2022).
2. BIG Red Flexitank: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.eptac.ru/products/flexitank/> (Дата обращения 24.03.2022).
3. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

4. Худайбердиев А. Т. Особенности и перспективные направления добычи нефти и газа на арктическом шельфе / А. Т. Худайбердиев, Н. Н. Савельева// Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. 2019. С. 78-81.

Научный руководитель: Аитов Ибрагим Сейяфович, кандидат географических наук, доцент, Тюменский индустриальный университет, филиал в г. Нижневартовске.

ANALYSIS OF THE USE OF FLEXITANK TECHNOLOGY FOR TRANSPORTATION OF PETROLEUM PRODUCTS

Author: Nikonorov R. K., student, Valirov R. F., student.

Research supervisor: Aitov I. S., Candidate of Geographical Sciences, Associate Professor, Industrial University of Tyumen.

Abstract: this article analyzes the use of flexitank technology for the transportation of petroleum products, also shows the effectiveness of these containers, economic efficiency and environmental friendliness.

Key words: flexitank, containers, transportation.

УДК 504.5(470.54)

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ Г. НИЖНИЙ ТАГИЛ

Ознобихина Л. А., Мишакина Д. С.

Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень

Аннотация. Любая деятельность человека должна осуществляться только при ее экологическом обеспечении на основе современных природоохранных и ресурсосберегающих технологий. Экологическое обеспечение заключается в одновременной реализации конструктивных и организационно-технических мероприятий. Экологическая безопасность требует постоянного соблюдения и соблюдения требований, чтобы гарантировать обеспечивающие безопасность и благополучие всех, кто находится на рассматриваемой территории.

Ключевые слова: окружающая среда, загрязняющие вещества, промышленные предприятия, выбросы, экологическая безопасность.

Обеспечение экологической безопасности опасных объектов производства, не менее важная задача, чем минимизация уровня аварийности на

предприятия. Ее значимость обусловлена комплексным характером последствий возможных нарушений в этой области. Они касаются не только персонала компании в части охраны труда, но и населения, проживающего вблизи компании, а также состояния окружающей среды. Задача по обеспечению отсутствия негативного экологического влияния производства в значительной степени решается на этапе проектирования и возведения объекта. История экологической проблемы города Нижний Тагил, уходит корнями к началу создания горнозаводской промышленности Урала [1, с. 20]. Развитие горного, химического, металлургического производства, машиностроения складывается наращиваемым давлением антропогенных факторов на окружающую среду. Выбросы промышленных предприятий, энергетических систем и транспорта в воздух, на современном этапе развития науки и техники достигли таких размеров, что в ряде районов, особенно в крупных промышленных центрах, уровни загрязнений в несколько раз превышают допустимые санитарные нормы. Середина двадцатого века и последние десятилетия ознаменованы необратимыми процессами вредного влияния на окружающую среду. Сегодня чрезвычайно актуальным становится обеспечение максимально возможной защиты окружающей среды от промышленных объектов, которые, потребляя огромное количество природных ресурсов, являются мощными источниками загрязнения. Сегодня экологические проблемы являются центром внимания руководства страны и общественных предприятий металлургического комплекса. Топливо-энергетический комплекс России остается главным загрязнителем биосферы. Это обусловлено тем, что предприятия по добыче и переработке природных углеводородов, урана, тепловые, атомные, гидроэлектростанции в структуре хозяйства страны удерживают лидирующие позиции. Один из самых крупных промышленных центров Урала, Нижний Тагил славится на весь мир, прежде всего, своим высококачественным металлом. Основной причиной всех проблем с экологической обстановкой города являются крупные промышленные предприятия. Предприятия располагаются в черте города, так как город начал строительство и развитие как промышленного центра. Город построен вокруг двух промышленных гигантов и, несмотря на заверения их руководства о масштабных программах по снижению выбросов и заботе о состоянии окружающей среды, Нижний Тагил много лет входит в число городов с самой неблагоприятной экологической обстановкой и самым грязным воздухом [2, с. 21]. На сегодняшний день в Нижнем Тагиле работают 42 промышленных предприятия. Развиты высокоэнергетические отрасли промышленности, такие как добыча и обогащение полезных ископаемых, металлургия, химия и нефтехимия, машиностроение. На долю этих отраслей приходится 93,5% общего объема продукции промышленности. Современный Тагил – один из крупнейших центров чёрной машиностроения и металлургии Среднего Урала. Ведущими предприятиями города, которые выпускают основные виды продукции яв-

ляется Нижнетагильский металлургический комбинат АО «ЕВРАЗ НТМК», который изготавливает непрерывно-литую заготовку, сортамент строительного проката (двутавры, швеллеры, уголки, шпунт), а также широкая линейка проката транспортного назначения (рельсы, колеса, бандаж, осевая заготовка, вагоностроительные профили). Акционерное Общество «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» делают дорожно-строительную технику, вездеходную технику, грузовые вагоны, нефтеоборудование, решения в области интеллектуальных систем освещения, специальную технику. Загрязняющие вещества в атмосфере – окислы азота, окись углерода, сероводород, фенол, соединения металлов и другие выбрасываются предприятиями, как НТМК, ВГОК, «Планта», Уральская химическая компания. От стационарных источников в г. Нижний Тагил ежегодно выбрасывается свыше 120 тыс. тонн загрязняющих веществ. Наибольший вклад в суммарный выброс загрязняющих веществ от стационарных источников вносят АО «ЕВРАЗ Нижнетагильский Металлургический комбинат» – 65 тыс. тонн в 2018 году и ОАО «Высокогорский горнообогатительный комбинат» – 42,2 тыс. тонн в 2018 году. Выбросы АО «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» составляют 6,9 тыс. тонн в год или 5% от суммарных выбросов по городу. Главнейший источник загрязнения воздуха является «Нижнетагильский металлургический комбинат» (ЕВРАЗ НТМК) (таблица 1).

Таблица 1

Показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников г. Нижний Тагил и АО «ЕВРАЗ Нижнетагильский Металлургический комбинат»

Год	Выброшено загрязняющих веществ тыс./год		% от суммарного выброса по г. Нижний Тагил
	г. Нижний Тагил	АО «ЕВРАЗ НТМК»	
2009	111,5	65,8	59,0
2010	114,4	65,1	56,9
2011	115,9	64,3	55,5
2012	127,0	74,1	58,3
2013	127,6	77,3	60,6
2014	145,7	78,8	54,1
2015	140,9	75,6	53,7
2016	140,0	75,4	53,7
2017	138,8	72,6	52,4
2018	123,8	65,1	52,4

На втором месте находится «Высокогорский горнообогатительный комбинат» (ВГОК). Расстояние от Лебяжинского аглоцеха до ближайшего жилого дома составляет около 1,7 километра. За год комбинат выбросил в воздух 40,9 тысячи тонн вредных веществ, по данным на апрель 2019 года.

Больше всего от него поступает оксида углерода. Его завод выбросил 36,4 тысячи тонн за год. Следующим предприятием-загрязнителем является «Уралвагонзавод» (УВЗ). Ближайший дом от главной проходной предприятия располагается всего в 210 метрах. От завода в воздух за год поступило 4,8 тысячи тонн выбросов. И здесь наибольшее количество составляет оксид азота – 1,1 тысячи тонн в год. В Министерстве природных ресурсов России посчитали, что объем вредных выбросов в городе в 2018 году составил 123,1 тыс. тонн. Для сравнения: в 1988 году этот показатель был в пять раз выше – 641,2 тыс. тонн (рис. 1).

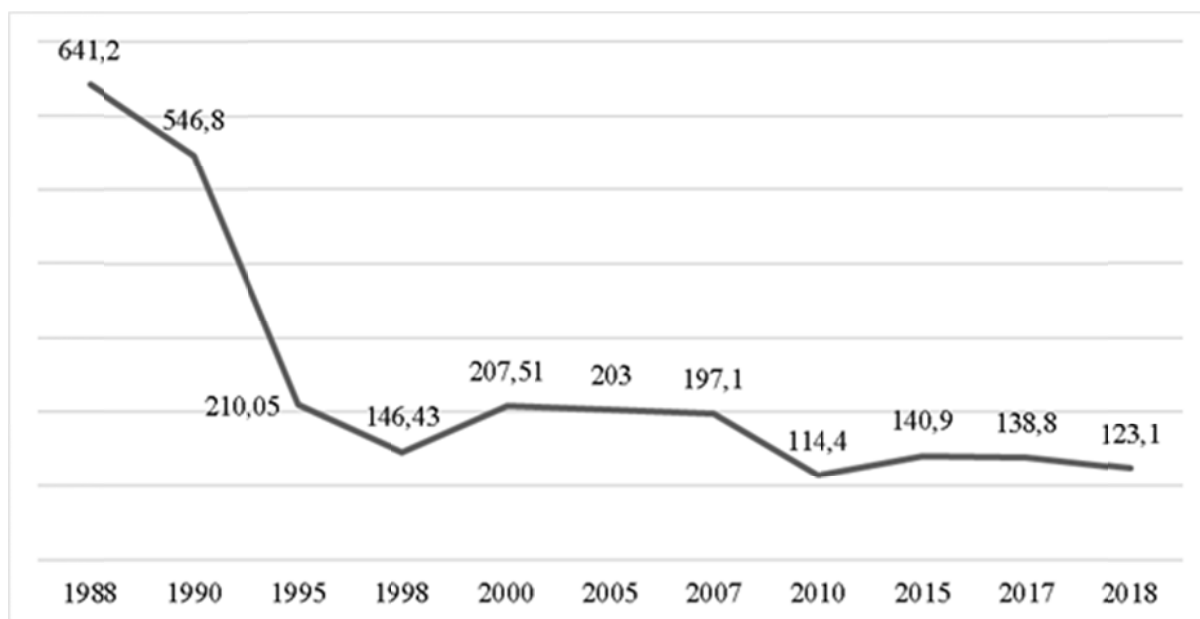


Рисунок 1. Объем выбросов загрязняющих веществ

В рассматриваемом временном промежутке с 1988 по 2018 год, максимальный объем вредных выбросов в Нижнем Тагиле приходился на 1988 год и составил 641,2 тыс. тонн, а минимальный 2010 год – 114,4 тыс. тонн. С 2015 года наблюдается тенденция к снижению выбросов в атмосферный воздух. Единичный индекс бензапирена в 2018 году по сравнению с 2017 годом снизился в 4,7 раза. Также на ряду единичным индексом бензапирена, в 2018 году снизились единичные индексы формальдегида и этилбензола в 1,3 раза. Единичные индексы аммиака и взвешенных веществ в 2018 году по сравнению с 2017 годом несколько увеличились (в 1,2 раза). По выбросам загрязняющих веществ от Нижнетагильского металлургического комбината, определяющий размер индекса загрязнения атмосферы, в 2011-2018 годах произошли следующие изменения: выбросы бензапирена сократилось в 3 раза, диоксида азота выросли на 5,7%, оксид углерода остались на уровне 2011 года, взвешенных веществ сократилось на 25%, аммиака сократилось на 18%. Город Нижний Тагил участвует в региональной программе «Чистый воздух», входящий в национальный про-

ект «Экология» [3, с. 49]. Целью, которого является улучшение качества атмосферного воздуха за счет реализации мероприятий комплексного плана по уменьшению выбросов с промышленных предприятий.

Таким образом, в большинстве промышленных центров сложилась чрезвычайная экологическая обстановка, более 100 млн. человек проживает в неблагоприятных для жизни санитарно-гигиенических условиях. Проблемы отечественной металлургии в экологии усиливаются из-за сильного износа оборудования и устаревших технологий. По данным Минпромэнерго, до семидесяти процентов всех мощностей являются изношенными, устаревшими и убыточными в отечественной металлургической промышленности. В целях предотвращения, снижения текущего негативного воздействия на окружающую среду предлагаются следующие пути решения: соблюдение требований действующего законодательства в области экологической безопасности; улучшения законодательства в области охраны атмосферного воздуха; новаторских и экологически чистых технологий, развитие экологически безопасных производств; внедрение новых технологий, направленных на снижение объема или массы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух; принятие незамедлительных мер по предотвращению или минимизации последствий аварийной ситуации для экологии в случае возникновения такой опасности; разработать проекты по переносу ряда промышленных предприятий за пределы населенных пунктов.

Реализация этих решений обеспечит эффективное управление предприятий с точки зрения экологии. Это позволит не только минимизировать негативное влияние объекта на окружающую среду, но и обеспечить беспроблемное взаимодействие с контролирующими органами.

Библиографический список

1. Ермакова, А. М. Современное состояние и потенциал развития территории на примере муниципального района / А. М. Ермакова. – Текст: непосредственный // *International Agricultural Journal*. – 2021. – № 1. – С. 20.
2. Ермакова А. М. Тенденции развития муниципального района в экономическом пространстве региона / А. М. Ермакова. – Текст: непосредственный // *Московский экономический журнал*. – 2021. – С. 21.
3. Ермакова А. М. Особенности формирования инвестиционных площадок в Тюменском муниципальном районе / А. М. Ермакова, Т. С. Нуруллина. – Текст: непосредственный // *Московский экономический журнал*. – 2019. – № 10. – С. 49.

INDUSTRIAL SAFETY OF HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES NIZHNY TAGIL

Author: Oznobikhina L. A., Mishakina D. S. Industrial University of Tyumen, Tyumen.

Abstract: Any human activity should be carried out only with its ecological support on the basis of modern environmental and resource-saving technologies. Environmental support consists in the simultaneous implementation of constructive and organizational and technical measures. Environmental safety requires constant compliance and compliance with the requirements in order to guarantee the safety and well-being of everyone who is in the territory under consideration.

Key words: environment, pollutants, industrial enterprises, emissions, environmental safety.

УДК 55.042

ОБЗОР НА ТЕХНОЛОГИЮ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Павлов В. И., студент
Тюменский индустриальный университет, Тюмень

Аннотация. Одним из распространенных последствий нефтегазовой промышленности является загрязнение почвенного покрова углеводородами и продуктами их переработки. Экологические проблемы, связанные с загрязнением нефтью или нефтепродуктами, всегда были актуальными в России. Использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) на технических этапах обработки нефтезагрязненных почв может помочь в решении этой проблемы.

Ключевые слова: рекультивация нефтезагрязненных почв, поверхностно-активные вещества.

В дополнение к прямой угрозе планете и человечеству, возникающей в результате сжигания полезных ископаемых, добыча и транспортировка нефти имеют и другие побочные эффекты. Разливы нефти – серьезная экологическая проблема, с которой человечество столкнулось с момента первого знакомства с «черным золотом». Последствия разливов многогранны: вредное воздействие самих нефтепродуктов на флору и фауну, загрязнение воды и воздуха, вред населению, проживающему в зоне разлива, а также каждый такой случай влечет за собой большие финансовые потери для компании, по вине которой произошел разлив. Нефтепродукты, попадая на почву, оказывают на нее негативное воздействие, а именно, изменяя структуру, физические и химические свойства почвы.

По данным за 2021 год, Росприроднадзор зафиксировал 32 разлива нефти компаниями на территории нашей страны [1]. Разливы на почве

ограничены определенной территорией, количеством разлитого продукта, качеством и глубиной проникновения в почву. Существуют разные способы устранения последствий. В РФ разработано 680 технологий очистки почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, из них используется около 130: 7% – биоремедиация, 23% – отверждение, 27% – выпаривание экстракционным методом, 22% – сжигание, 12% – химическое воздействие, 7% – термодесорбция, 2% – нейтрализация, 1% – механическое отделение, 3% – промывка почвы, 3% – другие методы [2].

Способ промывки почв и грунтов, загрязненных нефтью, с использованием поверхностно-активного вещества в промышленных целях показал высокую эффективность. Теоретическим обоснованием применения ПАВ является способность эффективно отделять нефтепродукты и механические фракции на загрязненных почвах. При рекультивации земель использование поверхностно-активных веществ позволяет получить эмульсию нефтешлама, которая по своим характеристикам ближе к сырой нефти, позволяя более эффективно механически собирать ее из загрязненного слоя почвы. Промытый грунт проверяется на остаточное загрязнение и возвращается в природу или для повторной обработки до показателей, соответствующих требованиям ПДК. Многие специализированные средства нейтральны к бактериям, обитающим в почве, что позволяет не наносить дополнительного вреда для экосистемы почвы. [3, с. 202].

Примером такого средства является нейтральное моющее средство «Рифей-ЭКО». К преимуществам этого продукта относятся взрыво- и пожаробезопасность, способность к биологическому разложению, растворимость в воде, химическая стабильность (не выделяет вредных веществ). Сфера его применения обширна. Применяется для полного отделения нефти и нефтепродуктов от грунта в местах добычи, транспортировки и переработки нефти, очистки территорий нефтехранилищ, АЗС, транспортных средств, ремонтных и промышленных предприятий, очистки резервуаров, емкостей, емкостей, трубопроводов перед ремонтом или заменой содержимого. Препарат отделяет исходный нефтешлам, отделяя фракции нефтепродуктов от компонентов почвы. Углеводороды удаляются любым удобным способом (скребки, сорбенты) и направляются на утилизацию, регенерацию или используются в качестве топлива. Отстоявшийся рабочий раствор сливают для повторного использования (2-5 раз) [4].

Другим примером является поверхностно-активное вещество под названием «Гидробрейк». К преимуществам данного продукта можно отнести негорючесть, безопасность для окружающей среды и человека, а также не вызывает коррозии металлов. Область применения препарата: очистка инструментов, деталей, контейнеров и промышленного оборудования, удаление запаха дизельного топлива, а также при очистке загрязненных нефтью поверхностей и почв. Применение для ликвидации разливов нефти позволяет добиться биологического восстановления почвы и

очистки загрязненных земель, вместе с нефтеокисляющими бактериями сокращает процесс очистки земель до 1-1,5 месяцев. Продукт работает, стимулируя бактерии, участвующие в химическом разложении нефтепродуктов до простых и безопасных веществ: воды и углекислого газа. Происходит полное анаэробное разложение всех видов минеральных, животных, растительных и синтетических масел и жиров. Таким образом, снижается токсическое воздействие углеводородов на почвенную среду, используемых в промышленности, на окружающую среду [5].

Библиографический список

1. Росприроднадзор в 2021 году зафиксировал 32 разлива нефтепродуктов компаниями. – Текст: электронный // ТАСС – 2022. – URL: <https://tass.ru/obschestvo/> (дата обращения: 01.04.2022).

2. Жаббаров З. А. Современные тенденции в научном обеспечении агропромышленного комплекса / Жаббаров З. А., Атоева Г. Р., Намазов У. М. – URL: <http://elibrary.ru> (дата обращения: 01.04.2022). – Текст: электронный.

3. Анчугова Е. М. Эффективность и экологические аспекты применения растворов поверхностно-активных веществ для разделения фаз механических примесей и нефти из нефтешламов / Е. М. Анчугова, М. Ю. Маркарова, Т. Н. Щемелинина. – Текст: непосредственный// Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2009. – №1(2). – С. 202-207.

4. «Биоразлагаемое моющее средство «Рифей – ЭКО»» / СЭЗ № 66.01.40.238.П.003986.12.08" от 23.12.2008 № ТУ 2381-014-98712376-2008. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Сивков Ю. В., к. б. н, профессор, Тюменский индустриальный университет.

REVIEW ON THE TECHNOLOGY OF RECULTIVATION OF OIL-CONTAMINATED SOILS WITH SURFACTANTS

Author: Pavlov V. I., student

Research supervisor: Sivkov Yu. V., Candidate of Biological Sciences, Industrial University of Tyumen.

Abstract: One of the common consequences of the oil and gas industry is the contamination of the soil cover with hydrocarbons and products of their processing. Environmental problems related to oil or petroleum products pollution have always been relevant in Russia. The use of surfactants (surfactants) at the technical stages of processing oil-contaminated soils can help in solving this problem.

Keywords: recultivation of oil-contaminated soils, surfactants.

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ РАЗЛИВА НЕФТИ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Подгальний Н. А., магистрант
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Нефтяные разливы при эксплуатации магистрального трубопровода представляют большую опасность для окружающей среды. Своевременные технические мероприятия по локализации и ликвидации разливов нефти -важным фактором. В данной статье рассмотрены основные причины, влияющие на разливы нефти. Рассмотрены нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов.

Ключевые слова: нефтяные разливы, загрязнение окружающей среды, загрязнение водоемов, магистральные трубопроводы, утечки.

Плохо обслуживаемые и неисправные трубопроводы, по которым транспортируется сжиженный природный газ или сырая нефть, могут представлять высокий риск для здоровья и окружающей среды в случае разлива или утечки жидкостей в почву. Сырая нефть может содержать более 1000 химических веществ, которые, как известно, являются канцерогеном для человека. Выброс потенциально токсичного химического вещества или нефти может проникнуть в почву, подвергая сообщества воздействию паров в атмосфере, а также загрязняя подземные и поверхностные воды. Подобные инциденты требуют больших затрат на контроль и очистку, разливы химических веществ или нефти также могут иметь долгосрочные последствия для окружающей среды и населения. Старые трубопроводы с большей вероятностью будут протекать, чем новые, поэтому эта проблема будет только увеличиваться по мере старения трубопроводной инфраструктуры.

Главные причины возникновения утечек в трубопроводе можно разделить на основных два вида:

- следствия износостойкости материалов трубопровода;
- нарушение целостности трубопроводов, вследствие внешнего воздействия.

Большая часть магистральных трубопроводов, выполнена из металла, за исключением труб из полимерных и карбоновых материалов. Соответственно металлические магистрали подвержены такому химическому явлению как коррозия металла, в связи с тем, что по объёму образованному, стенками трубы, проходят продукты, имеющие агрессивную среду воздействия. Помимо этого, на материал (железо) трубопровода оказывает влияние температурное расширение металла вследствие суточных перепадов температур, что губительно сказывается на его состоянии.

Под воздействием на трубопровод следует понимать комплекс условий, которые оказывают влияние на материал (железо) трубы независимо от срока эксплуатации. К этим воздействиям можно отнести:

- повреждение стенки трубопровода при монтаже, укладке в траншею, АВР;
- несанкционированные врезки в трубопровод;
- нарушение технологии сварки узлов трубопровода;
- повреждение – трубопровода – бурильной, – строительной дорожной сельскохозяйственной и прочей автомеханической техникой;
- повреждения, вызванные природными катаклизмами.

Данные перечисленные, воздействия впоследствии приводят к частичной разгерметизации трубопровода, что в свою очередь провоцирует утечки транспортируемого продукта.

В соответствии с оценкой Федеральной службы по надзору в сфере технологии транспорта и природопользования, общий объем потерь при транспортировке нефти в Российской Федерации насчитывается от 3% до 7%. Верное определение похищенного затруднено по причине того, что предприятия часто скрывают истинные объемы утечек. Ликвидация самой простой врезки обходится в сумму порядка 100 тысяч рублей. Это если не приходится останавливать прокачку нефти. Если же случится разлив, то ущерб уже исчисляется миллионами.

По данным ПАО «Транснефть», на ликвидацию – современной высокотехнологичной врезки требуется порядка 2.5 млн. руб. А вот экологический ущерб оценить практически невозможно. Ведь многие врезки по разным причинам бросают без консервации, поэтому нефть просто «сочится и утекает в почву и воду». Для восстановления природных ресурсов нужны годы. По оценке экологов, для ликвидации разлива одной тонны нефти на почву требуется около 3 млн. руб., а на воде этот показатель составляет уже 3.8 млн. руб.

На данный момент именно нефть является веществом, загрязняющим природные воды. Транспортирование добываемой нефти осуществляется танкерным флотом. По нормативам 0,03% нефти и нефтепродуктов, теряется по различным причинам и попадает в окружающую среду.

Существуют нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов. При транспортировании по трубопроводу данная норма составляет 0,19 кг/т на 100 км трубопровода, при отпуске в транспортные средства – 1,25 кг/т, при перекачке с ж/д на нефтебазу – 1,71 кг/т, при транспортировании с нефтебазы на танкер – 1,4 кг/т. По данным нормам не включены потери, связанные с ремонтом, авариями и чрезвычайными ситуациями. По нормативным документам в России допустимые потери нефти, например, при ж/д транспортировании составляют 0,42 кг/т. В России основные потери нефти происходят в результате аварий на нефтепроводах. Зарегистрировано 60 тысяч случаев прорывов.

С повышением добычи нефти увеличиваются также объемы ее разливов. Это ведет к сокращению видового разнообразия организмов, уничтожению редких видов растений и животных, нарушению трофических связей. Подобные инциденты требуют больших затрат на контроль и очистку.

Библиографический список

1. Тарасенко, А. А. Промышленная безопасность магистрального транспорта углеводородов: учебное пособие / А. А. Тарасенко, В. И. Вахромкин, Ю. В. Гайдук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 540 с. – Текст: непосредственный.

2. Воробьев Ю. Л. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Ю. Л. Воробьев, В. А. Акимов, Ю. И. Соколов. – Москва: Ин-октаво. – 2005. – 368 с.

THE MAIN CAUSES OF OIL SPILLS FROM MAIN PIPELINES

Authors: Podgalny N. A., master's student, Industrial University of Tyumen, Tyumen.

Abstract: Oil spills during the operation of the main pipeline pose a great danger to the environment. Timely technical measures to localize and eliminate oil spills are an important factor. This article discusses the main causes affecting oil spills. The norms of natural loss of oil and petroleum products are considered.

Keywords: oil spills, environmental pollution, pollution of reservoirs, main pipelines, leaks.

УДК 551.5

ВЛИЯНИЕ СЖИГАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ НА ГЛОБАЛЬНОЕ ПОТЕПЛЕНИЕ

Проничева К. А., магистрант
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В статье представлена деятельность по сжиганию на факелах в странах, инициатива «Нулевое плановое сжигание на факелах к 2030 году». Представлены методы мониторинга сжигания газа на факелах и сравнение выпуска природного газа вместо сжигания на факелах с экологической точки зрения, а также различные политики, которые ограничивают сжигание на факелах. Рассмотрены приборы дистанционного зондирования и инфраструктурные программы.

Ключевые слова: глобальное потепление, попутный нефтяной газ, зондирование загрязнения атмосферы, сжигание на факелах.

Нефтяные пласты содержат значительное количество метана, который может выделяться при добыче нефти. На нефтяных скважинах по всему миру ежегодно сжигается более 140 миллиардов кубометров метана, превращая его в углекислый газ, что способствует глобальному потеплению. Непосредственно выбросами выделяется столько же газа, сколько и метана, что вносит 16-кратный вклад в глобальное потепление. Сжигание и выброс отходов составляют 8% мирового производства природного газа в год, способствуют 6% глобальных выбросов парниковых газов и рассеивают целый ряд загрязняющих веществ, которые наносят вред здоровью человека и местной окружающей среде. Улавливание и использование этого газа было бы усовершенствованным, экономически эффективным средством сокращения выбросов парниковых газов, однако нынешние усилия по сокращению этой проблемы с трудом продвигаются вперед [1].

В 2015 году Глобальное партнерство Всемирного банка по сокращению сжигания газа на факелах запустило инициативу «Нулевое плановое сжигание на факелах к 2030 году», которая способствует регулированию сжигания на факелах и, в меньшей степени, финансированию новой газовой инфраструктуры. Но, к сожалению, оба этих подхода имеют серьезные недостатки. Регулятивные решения кажутся в основном неэффективными и рискуют оказаться серьезно контрпродуктивными. Поскольку сжигание в факелах легко обнаруживается с помощью спутников с высоким разрешением, в то время как измерения выбросов либо неточны (проводятся со спутников со средним разрешением), либо чрезмерно дороги в масштабе (выполняются с помощью воздушного мониторинга), ограничения на сжигание в факелах могут подтолкнуть производителей нефти к увеличению выбросов. Даже небольшого увеличения вентиляции было бы достаточно, чтобы вызвать чистое увеличение глобального потепления. Между тем, хотя финансирование газовой инфраструктуры действительно снижает стимул к сжиганию и выпуску, оно фактически является субсидией на добычу нефти и газа, создавая стимулы для увеличения выбросов.

При наличии текущих данных невозможно достоверно количественно оценить весь масштаб этих проблем. Но в редких случаях, когда неожиданно становится доступной дополнительная информация, мы можем увидеть признаки основной проблемы. Как нормативные, так и инфраструктурные решения могут быть изменены для снижения этих рисков с помощью двух важнейших изменений. Во-первых, разработка методов дистанционного зондирования для обнаружения выбросов метана из точечных источников значительно облегчила бы проблему мониторинга, предоставив регулирующим органам технологические инструменты, необходимые им для эффективного ограничения как сжигания, так и выброса. Во-вторых, чтобы нейтрализовать воздействие выбросов, необходимо принять новые налоги на добычу в качестве основного средства финансирования газовой инфраструктуры [2].

Деятельность по сжиганию на факелах исторически была сосредоточена в пяти странах: России, Нигерии, Иране, Ираке и Алжире, на долю которых приходится примерно половина всех сжиганий на факелах. Сжигание на факелах увеличилось в конце 1990-х годов и достигло пика в начале 2000-х годов.

К 2010 году сжигание на факелах сократилось на 20%, но, к сожалению, с тех пор снижения не произошло, даже после обвала цен на нефть в 2014 году. Одна из причин заключается в том, что сокращение сжигания на факелах в двух ведущих странах, России и Нигерии, было компенсировано увеличением в Соединенных Штатах, которые с 2010 года увеличили свою активность на факелах в четыре раза из-за сланцевого бума.

Более низкий уровень эффективности государственного управления систематически ассоциируется с увеличением масштабов сжигания как в разных странах, так и во времени.

Среди всех объектов сжигания на факелах, которые подали заявки на получение углеродных кредитов в рамках Механизма чистого развития (МЧР), утвержденные объекты не показывают различий в тенденциях сжигания на факелах по сравнению с другими объектами, даже несмотря на то, что эти производители получают кредиты за каждую предотвращенную метрическую тонну выбросов.

Правила, ограничивающие сжигание на факелах, не только кажутся неэффективными, но они также могут иметь непреднамеренные последствия, заставляя фирмы вместо этого выпускать газы. Вспышки хорошо видны как невооруженным глазом, так и с помощью приборов дистанционного зондирования, что позволяет с минимальными затратами идентифицировать точечные источники и оценить количество сжигаемого газа. С другой стороны, выпускаемый газ невидим. Это можно определить только дистанционно, измеряя концентрацию метана во всем атмосферном столбе и сравнивая ее с фоновыми уровнями. Даже с использованием самых современных средств дистанционного зондирования разрешение этих методов слишком низкое – в лучшем случае 49 квадратных километров на пиксель, а неопределенность слишком велика, чтобы идентифицировать конкретные места сброса. Мониторинг с воздуха обеспечивает измерения с более высоким разрешением, но является слишком дорогостоящим (и загрязняющим окружающую среду) для использования для непрерывного мониторинга в больших масштабах. Результатом является многозадачная проблема, в которой фирма заменяет легко наблюдаемую задачу на другую, чтобы избежать наказания.

Недавний эпизод в Туркменистане весьма показателен. В 2019 году спутник GHGSat-D наблюдал за грязевым вулканом на западе Туркменистана, когда неожиданно обнаружил большие объемы метана вблизи границы своей области измерений. Это в конечном итоге привело исследователей к выявлению трех крупных метановых шлейфов, исходящих с Корпежского нефтегазового месторождения. Два шлейфа были связаны с неисправным

трубопроводным клапаном и утечками с перерабатывающего предприятия, оба из которых, по-видимому, были случайными выбросами [3].

Третий шлейф исходил от компрессорной станции вблизи устья скважины, которая, как теперь выясняется, выбрасывала метан по крайней мере с января 2017 года, самой ранней даты, для которой доступны измерения с помощью спутникового прибора TROPOMI. Более того, последующие данные показывают, что выбросы метана с этого участка прекратились после того, как шлейф был обнаружен. Без инсайдерской информации невозможно окончательно определить, была ли эта утечка преднамеренной. Но, рассматриваемые через призму многозадачной проблемы, эти факты свидетельствуют о том, что государственная компания *Türkmengaz*, оператор месторождения, систематически выпускала природный газ, а не сжигала его на факелах, чтобы избежать обнаружения.

Такого рода переход от сжигания на факелах к сбросу природного газа наносит ущерб климату. Принимая во внимание различия в атомной массе, сжигание на факелах одной метрической тонны метана дает примерно 2,7 метрических тонны углекислого газа. Если вместо этого метан выбрасывается, он имеет тот же потенциал глобального потепления, что и 86 метрических тонн углекислого газа. Таким образом, политика, которая приводит к выпуску природного газа вместо сжигания на факелах, увеличивает потенциал глобального потепления (ПГП) в разы:

$$\text{ПГП} = (86 + 2.7)/(2 \times 2.7) = 16.2$$

Чтобы проиллюстрировать последствия, рассмотрим политику, которая ограничивает сжигание на факелах 100 метрических тонн в день, что составляет половину того, что в настоящее время сжигается на конкретном нефтяном месторождении. Если бы каждый баррель нефти был связан с 1 метрической тонной газа, скорость добычи была бы ограничена 100 баррелями в день. Дистанционные измерения покажут сокращение выбросов при сжигании на факелах на 50%. Но соотношение нефти и попутного нефтяного газа изменчиво, и регулирующему органу трудно его наблюдать. Таким образом, если бы фирма увеличила добычу хотя бы на пять баррелей и выпустила попутный газ, чего регулятор не видит, истинным эффектом было бы чистое увеличение выбросов в эквиваленте CO_2 на 30%.

Газовая инфраструктура представляется многообещающим способом решения многозадачной проблемы. Строительство экспортных терминалов, компрессорных установок, нагнетательных скважин и трубопроводных сетей делает экономически целесообразным улавливание и использование газа, который в противном случае сжигался бы на факелах или выбрасывался. Предотвращая сжигание дополнительной метрической тонны метана, позволяет удовлетворить ту же потребность в газе при вдвое меньшем ПГП сжигания на факелах.

Опыт развития инфраструктуры в России поучителен. На Ванкорском нефтяном месторождении добавление компрессорных станций и под-

ключение к национальной газотранспортной сети «Газпрома» позволило сократить сжигание на факелах близлежащих месторождений попутного нефтяного газа на 77% в период с 2012 по 2017 год.

Но инфраструктурные программы тоже могут стать жертвой своего рода многозадачной проблемы. Поскольку инфраструктура фактически является субсидией для добычи нефти и газа, общие объемы производства могут увеличиваться даже при снижении темпов сжигания в факелах. Например, до строительства йеменского терминала сжиженного природного газа в Балхафе в 2009 году весь газ сжигался на факелах, а производство практически отсутствовало. Но вспышка не закончилась, когда открылся Балхаф. Вместо этого добыча газа резко возросла, а сжигание на факелах не снижалось до тех пор, пока добыча нефти и газа не рухнула после начала гражданской войны в 2015 году. Пример Йемена демонстрирует возможность строительства газовой инфраструктуры даже в государствах с низкой пропускной способностью, но он также показывает, как положительный эффект от этой инфраструктуры может быть сведен на нет в отсутствие политики укрепления. Чтобы сдержать такого рода перепроизводство, крайне важно, чтобы эти проекты газовой инфраструктуры финансировались за счет налогов на добычу для производителей нефти и газа. Так же, как и в системе возврата депозита, именно сочетание налога на производство («депозит») с субсидией на наиболее безопасную форму утилизации («возврат») обеспечивает экономически эффективное решение многозадачной проблемы [3].

В целом, современные подходы к ограничению сжигания на факелах сталкиваются с потенциально серьезными многозадачными проблемами. Нормативные ограничения и финансовые стимулы для прекращения сжигания на факелах могут способствовать преднамеренному выбросу. Финансирование газовой инфраструктуры предлагает многообещающую альтернативу, поскольку оно снижает стимул к выпуску газа, но вместо этого может привести к обратным последствиям, увеличив выбросы.

Новые приборы дистанционного зондирования, такие как спутник MethaneSAT, запуск которого намечен на 2022 год, позволят проводить измерения с разрешением, более чем в 300 раз превышающим разрешение существующих приборов, что значительно снизит стоимость измерения выбросов метана из точечных источников. Некоторые частные компании недавно начали предлагать производителям нефти локализованный дистанционный мониторинг утечек метана, но правительствам и учреждениям следует поддержать разработку новых инструментов и методологий, которые позволят преобразовать эти данные в надежные измерения с высоким разрешением. Это общественное благо может использоваться регулируемыми органами по всему миру, что делает возможным мониторинг даже в странах с низким государственным потенциалом.

Прекращение практики сжигания на факелах и выпуска газов дает возможность для быстрого и недорогого сокращения выбросов, тем самым

замедляя краткосрочное накопление парниковых газов и снижая риск пересечения климатических переломных моментов. Развитие технологий дистанционного зондирования, налоги на производство и инвестиции в инфраструктуру необходимы для этого проекта, но только в качестве отправной точки на пути к будущему с нулевым выбросом углерода.

Библиографический список

1. Шапиро С. А. Управление экологической безопасности: учебное пособие / С. А. Шапиро. – Москва: Издательский центр РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2012. – 95 с. – Текст : непосредственный.

2. Телегин Л. Г. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации га- зонефтепроводов: учебник / Л. Г. Телегин. – Москва: Недра, 2006. – 188 с. – Текст : непосредственный.

3. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. научные основы промышленной безопасности / Н. В. Абросимов, О. Е. Аксютин, А. В. Алешин [и др.]. – Москва: Издательство «Знание». – 2019. – 824 с.

THE IMPACT OF THE COMBUSTION OF HYDROCARBON GASES DURING OIL AND GAS PRODUCTION ON GLOBAL WARMING

Authors: Pronicheva K. A., Master's student, Industrial University of Tyumen.

Abstract: The article presents the activities of flaring in the countries, the initiative «Zero planned flaring by 2030». The methods of monitoring gas flaring and comparing the release of natural gas instead of flaring from an environmental point of view, as well as various policies that limit flaring are presented. Remote sensing devices and infrastructure programs are considered.

Keywords: global warming, associated petroleum gas, atmospheric pollution sounding, flaring.

УДК 504.3.054

ЗНАЧИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сайдуллина Н. А., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье рассмотрена необходимость разработки системы экологического мониторинга атмосферы при проектировании, сооружении и эксплуатации объектов нефтегазовой промышленности, кото-

рая позволяла бы выявлять и контролировать загрязнения атмосферного воздуха. Полученные при этом данные могут быть использованы для разработки комплекса мероприятий, обеспечивающих стабильность экологической ситуации и надежность работы объектов нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: экологическая безопасность, экологический мониторинг, мониторинг атмосферного воздуха, загрязнение воздуха, нефтегазовая отрасль.

В процессе непрерывного совершенствования технологий, роста промышленного производства, а вместе с тем и увеличения нагрузки на окружающую среду остро встал вопрос о необходимости срочных решений социально-экономических и экологических проблем. Научно обоснованное сочетание экологических, экономических и социальных интересов человека, общества и государства в целях обеспечения устойчивого развития и благоприятной окружающей среды относится к основным принципам сохранения природной среды. Охрана, воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов являются необходимыми условиями обеспечения благоприятной окружающей среды и экологической безопасности [1].

Обеспечение экологической безопасности означает, что строительство и реконструкция производственных объектов на всех этапах жизненного цикла – проектирование, сооружение, эксплуатация – необходимо принимать во внимание условия, требования и критерии, обеспечивающие максимальную совместимость этого объекта и окружающей природной среды с целью сохранения экологического равновесия. То есть реализация принципа экологической безопасности основывается, прежде всего, на анализе существующих воздействий и прогнозе последующих изменений и последствий, вызванных данными воздействиями, которые могут возникнуть в природных экосистемах и биосфере в целом [2, с. 101].

Важным инструментом в обеспечении экологической безопасности производственной деятельности является экологический мониторинг или мониторинг окружающей среды. Экологический мониторинг рассматривается как система с набором разнообразных модулей, обеспечивающих сбор и обработку информации, полученной в выбранном пространственно-временном поле, дальнейшую интерпретацию материала, моделирование, прогноз и принятие управленческих решений. Таким образом, мониторинг является многоцелевой информационной системой, базой данных для управления качеством окружающей среды. Задачами экологического мониторинга являются:

- наблюдение за изменениями состояния окружающей среды, а также оценка и прогноз этого состояния;
- изучение антропогенного воздействия на биосферу, включая определение источников, факторов воздействия, степени антропогенной нагрузки;

- моделирование и прогнозирование негативных воздействий и чрезвычайных ситуаций [3, с. 23].

В Российской Федерации формируется Единая государственная система экологического мониторинга (ЕГСЭМ), включающая информацию о природных ресурсах, а именно об атмосфере, почве и недрах, гидросфере, растительном и животном мире. Цель данной системы заключается в создании информационной базы для обеспечения экологической безопасности страны в целом и отдельных ее регионов.

Загрязнение воздуха представляется одним из главных факторов, влияющих на экологию. Предприятия нефтегазового комплекса оказывают значительное негативное воздействие на состояние окружающей среды и, в первую очередь, на атмосферный воздух. Основными источниками атмосферного загрязнения на разрабатываемых месторождениях являются нефтяные и газовые скважины, факельными системами и установками для сжигания попутного газа, предохранительные клапаны, вентвыбросы из помещений насосных станций. На одну тонну сгоревшего в факеле попутного газа приходится в среднем 50-80 кг выбросов различных вредных веществ. Эти выбросы содержат углеводороды, сероводород, а также дымовые газы (метан, ангидрид сернистый, оксид углерода, оксиды азота, диоксид серы, мазутная зола, бенз(а)пирен, сероводород, фенол, меркаптаны и др.) [4, с. 70-85].

Атмосферный воздух является жизненно важным компонентом окружающей природной среды, неотъемлемой частью среды обитания человека, растений и животных. Загрязнение воздуха представляет серьезную угрозу для здоровья людей и окружающей среды в целом [1]. В совокупности необходимость мониторинга состояния атмосферного воздуха определяется:

- проблемой загрязнения атмосферы;
- влиянием вредных веществ в составе атмосферы на состояние других компонентов природной среды (земля, недра, водные ресурсы, растительный и животный мир);
- вторичными явлениями в результате взаимодействия и трансформации загрязнений в атмосфере (смоги, образование кислотных дождей, парниковый эффект, разрушение озонового слоя, глобальное потепление);
- ростом заболеваемости и смертности как у людей, так и у животных;
- влиянием атмосферного загрязнения на коррозию технологического оборудования;
- экологическим налогом (плата) за выбросы загрязняющих веществ;
- оценкой экономического ущерба, нанесенного данными выбросами.

Концентрация загрязнителей в атмосферном воздухе непостоянна и зависит от многих факторов, поэтому требуются систематические

наблюдения за его состоянием. Перечень контролируемых веществ, загрязняющих атмосферный воздух, составляется на основании расчета или принимается в соответствии с нормативами предельно-допустимых выбросов (ПДВ), в соответствии с расчетами рассеивания. На нефтяных месторождениях в основном контролю подлежат следующие загрязняющие вещества: оксид углерода, диоксид азота, сажа, углеводороды (углеводороды предельные С1-С5, углеводороды предельные С6-С10, углеводороды предельные С12-С19, углеводороды по метану и по бензину) и бенз(а)пирен [5, с. 7]. Проведение мониторинга атмосферного воздуха позволяет определить расчётными методами средний уровень загрязненности, зависимость данного уровня от направления ветра, составить динамику и состав загрязнения.

Наблюдений и оценки состояния атмосферного воздуха недостаточно для решения экологических проблем. Экологический мониторинг – это система, объединяющая и структурирующая информацию, которую в дальнейшем можно проанализировать и на основании данного анализа разработать комплекс мероприятий, обеспечивающих стабильность экологической ситуации и надежность работы промышленных объектов.

Библиографический список

1. Российская Федерация. Законы. Об охране окружающей среды от 10.01.2002 № 7 / Российская Федерация. Законы. – Текст : электронный // КонсультантПлюс. ВерсияПроф. – Москва, 2022. – 1 CD-ROM.

2. Плошкин, В.В. Профессиональные риски в строительстве : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В. В. Плошкин. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. – 372 с. – Текст : непосредственный.

3. Хаустов, А. П. Экологический мониторинг : учебник для академического бакалавриата / А. П. Хаустов, М. М. Редина. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва : Издательство Юрайт, 2019. – 543 с. – Текст : непосредственный.

4. Полещук Ю. М. Общая экология : учебное пособие / Ю. М. Полещук. – Ханты-Мансийск : Югорский гос. ун-т, РИЦ ЮГУ, 2004. – 206 с. – Текст : непосредственный.

5. Экологическое сопровождение разработки нефтегазовых месторождений. Вып. 2 Мониторинг природной среды на объектах нефтегазового комплекса : аналит. обзор / А. Г. Гендрин, Г. А. Надоховская, Н. К. Смирнова [и др.]. – Новосибирск : Гос. публич. науч. техн. б-ка Сиб. отд-ния Рос. акад. Наук ; ТомскНИПИнефть ВНК, 2006. – 123 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Гаевая Е. В., канд. биол. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

THE IMPORTANCE OF MONITORING ATMOSPHERIC AIR AT OIL AND GAS INDUSTRY ENTERPRISES

Author: Saydullina N. A., student, saidullina.nu@yandex.ru

Research supervisor: Gayeva E. V., PhD. in Biology, docent, Industrial University of Tyumen.

Abstract: this article considers the need to develop a system of environmental monitoring of the atmosphere in the design, construction and operation of oil and gas industry facilities, which would allow detecting and controlling atmospheric air pollution. The data obtained in this case can be used to develop a set of measures to ensure the stability of the environmental situation and the reliability of the oil and gas industry facilities.

Keywords: environmental safety, environmental monitoring, atmospheric air monitoring, air pollution, oil and gas industry.

УДК 614.8.084

О РАСЧЁТЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА И ЭКСТЕРНАЛИИ ПРИ АВАРИИ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ОБЪЕКТЕ

Ивашенкова М. Е., Сафина Д. Г, студенты
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В интересах решения проблемы обеспечения безопасности объектов нефтегазовой промышленности, нами рассмотрены три основных источника факторов, определяющие состояние ОС после аварии на нефтегазовом объекте (НО). Для этого нами предложены: треугольник баланса факторов, определяющих состояние ОС, Треугольник неблагоприятных событий, определяющих реализацию аварийных ситуаций на НО, и способ их вычисления.

Ключевые слова: экологический риск, ущерб, экстерналии, аварии на нефтегазовом объекте, градация вероятностей, неблагоприятные ситуации.

Методики, использующиеся на сегодняшний день, считают лишь потраченные ресурсы и убытки, не учитывающие разрушения в окружающей среде (ландшафте). Исходя из этого, мы предлагаем треугольник баланса факторов, определяющих состояние ОС (рис. 1).

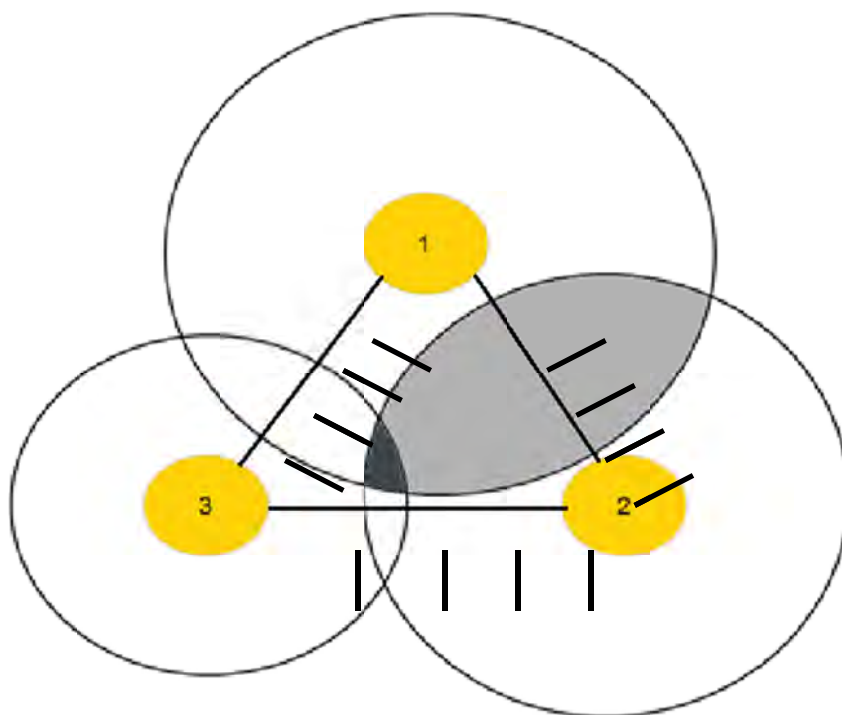


Рисунок 1. Треугольник баланса факторов, определяющих состояние ОС:
 1 – износ оборудования; 2 – природные катаклизмы; 3 – несовершенство технологии, экстремальные режимы работы; ■ – синергетическая зона 3 групп факторов влияния на состояние ОС; □ – зона преобладающего влияния на состояние ОС 2 групп факторов; □ – зона преобладающего влияния на состояние ОС 1 группы фактора

А также треугольник элементов экстерналий для прогнозирования остроты аварийных ситуаций.

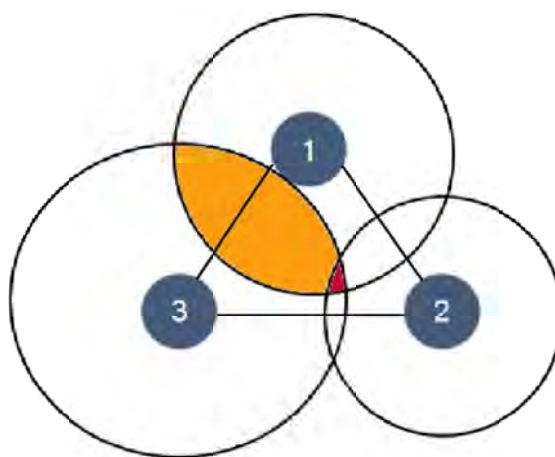


Рисунок 2. Треугольник неблагоприятных событий, определяющих реализацию аварийных ситуаций на НО:
 1 – вероятность наступления неблагоприятного события; 2 – ущерб;
 3 – геоэкологический коэффициент Рянского-Аитова;
 ■ – максимальная концентрация влияния 3 элементов экстерналий □ – зона влияния 2 элементов экстерналий; □ – зона влияния 1 элемента экстерналий

Наиболее распространенная градация вероятностей наступления неблагоприятных ситуаций

Характеристики ситуации	Вероятность наступления неблагоприятного события (аварии)	Положение на измерительном отрезке
1	2	3
1. Очень высокая – катастрофическая	$>10^{-2}$	5
2. Высокая – не подходит для населения и производственных условий. Обязанность проведения мероприятий по снижению/устранению ущерба.	$10^{-2} - 10^{-3}$	4
3. Средняя – подходит для производственных условий; при воздействии на все население. Необходимы динамический контроль и углубленное изучение источников и возможных последствий неблагоприятных воздействий для решения вопроса о мерах по управлению экстерналией.	$10^{-3} - 10^{-4}$	3
4. Низкая – допустимая экстерналия (уровень, на котором, как правило, устанавливаются допустимые нормативы для населения)	$10^{-4} - 10^{-6}$	2
5. Минимальная – желательная величина экстерналии при проведении природоохранных мероприятий.	$10^{-6} - 10^{-8}$ Доп. экстерналия = 1 случай смерти или тяжелого заболевания на миллион	1

Под экономическим ущербом от загрязнения окружающей среды понимается денежная оценка негативных изменений основных свойств окружающей среды под воздействием загрязнения - экстерналии. Предлагаем формулу для расчета локального риска.

$$U = \sum_{t=1}^n x_i p_i, \quad (1)$$

где x_i – натуральное изменение i -го фактора, p_i - его денежная оценка, т. е. $x_i p_i = U_i (V)$, и характеризует величину убытков, вызванных натуральными изменениями i -го фактора.

Но подобные расчеты позволяют учитывать лишь потерю ресурсов и возможные убытки. Исходя из этого, мы усовершенствовали расчет экстерналий с применением геоэкологического коэффициента Рянского-Аитова и вывели формулу Аитова-Сафиной-Иващенко (2022).

$$E = R \times K_{Э2}, \quad (2)$$

где E – экстерналии, R – экологический риск, $K_{Э2}$ – коэффициентом экологической ситуации и значимости территории полученные с учетом коэффициента $K_{Г}$.

Таким образом, нами был предложен способ расчета экстерналии с учетом изменившегося состояния ОС после аварии на нефтегазовом объекте.

Библиографический список

1. Аитов И. С. Геоэкологический анализ территории для регионального планирования и системной экспертизы Нижневартовского региона. Монография / И. С. Аитов. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 165 с. – Текст: непосредственный.

2. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / Н. А. Аксенова, Т. А. Харитоновна, Е. Ю. Липатов [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

УДК 629.7.064.3

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ ДЛЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С БОЛЬШОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ

Аксенова Н. А., кан. техн. наук, доцент; Совраненко Н. А., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье представлен анализ эффективности применяемых в настоящее время обратных клапанов для электроцентробежных насосов, установлены недостатки в их конструкции и определены причины отказа в работе. В качестве наиболее эффективного обратного клапана предложена конструкция усовершенствованного обратного клапана с увеличенным ресурсом работы, который рекомендовано применять при добыче углеводородов из скважин, преимущественно с большим дебитом и наличием механических примесей.

Ключевые слова: обратный клапан (ОК), электроцентробежный насос (ЭЦН), бурение, абразивное воздействие, турбулизация потока, механические примеси.

В последнее десятилетие для интенсификации притока из скважин их бурят с горизонтальным окончанием стволов, а также проводят многостадийный гидравлический разрыв продуктивного пласта, что приводит к увеличенным дебитам, но при этом продукция пласта содержит большое количество механических частиц, вызывающих абразивный износ внут-

рискважинного оборудования. Актуальным является применение внутрискважинного оборудования повышенной эксплуатационной надежности и абразивной стойкости для всех составных частей этого оборудования, в том числе электроцентробежных насосов (ЭЦН), погружного электродвигателя (ПЭД) и обратного клапана, включаемых в состав внутрискважинного оборудования.

Обратный клапан должен выполнять целый ряд важных функций: сохранять работоспособное состояние при опрессовке спускаемых в скважину насосно-компрессорных труб (НКТ); предупреждать слив скважинной продукции из НКТ при остановках УЭЦН; облегчать повторный или периодический запуск УЭЦН; исключать эффект «турбинного» вращения вала электроцентробежного насоса. В качестве запорных элементов в нефтяной промышленности применяют тарельчатые, лепестковые и шаровые обратные клапаны, эффективность которых требует соответствующего анализа и технической оценки.

Применение известных и освоенных нефтяным машиностроением обратных клапанов (ОК) в скважинах, оборудованных УЭЦН, сопряжено с их частыми отказами, которые вызваны эрозией мест уплотнений и сужений в проходных каналах высокоскоростными потоками откачиваемой продукции и утратой герметизирующей способности. В составе откачиваемой из скважины жидкости содержатся механические примеси, ускоряющие процесс абразивной эрозии мест уплотнений. Особенно это проявляется при эксплуатации УЭЦН большой производительности. В этой связи исследование используемого оборудования ОК, для использования на высокопроизводительных УЭЦН с увеличенным ресурсом безотказной работы и выявление наиболее эффективного, является актуальной и подлежит рассмотрению.

При проведении патентного анализа применяемых в нефтедобывающей промышленности обратных клапанов, представленного в таблице 1, были выявлены ряд факторов, которые не позволяют данному виду оборудования использоваться с максимальной эффективностью. К ним относятся:

- влияние большого лобового сопротивления тарелки-клапана;
- интенсивного проявления абразивной эрозии тарелки и внутренней полости клапана;
- при установке оборудования в верхней секции ЭЦН закрытый обратный клапан приводит к скоплению газа в полости рабочих секций ЭЦН, что препятствует его штатному запуску в работу после вынужденных остановок;
- интенсивный абразивный износ (эрозия), как запорного элемента-шара, расположенного в непосредственной близости от седла и недостаточным диаметром проходного отверстия, так и ограниченных по площади живого сечения каналов для пропуски жидкости в клапанной клетке.

Промысловый и патентный анализ показал, что ресурс работы известного ОК, при эксплуатации в скважинах с большой производительностью и повышенным содержанием механических примесей, существенно снижен и не соответствует современным техническим требованиям.

Предлагаемый клапан выполнен в цилиндрическом корпусе и снабжен верхним и нижним присоединительными переводниками. В верхнем переводнике, соосно с корпусом клапана, установлен, с возможностью замены, фигурный стакан, для охвата и размещения шара-клапана при работающем ЭЦН. В нижнем переводнике, с возможностью замены, установлено посадочное седло (для шара-клапана) из абразиво-стойкого материала, с широким проходным отверстием. Нижний торец фигурного стакана, обращенный в сторону седла, снабжен андрогенной короной, с возможностью плавного беспрепятственного входа шара-клапана во внутреннюю полость фигурного стакана, с целью его дальнейшей фиксации в средней части фигурного стакана и предупреждения автоколебаний.

Таблица 1

Результаты патентного анализа обратных клапанов

Патент	Конструктивные особенности	Недостатки
<p>Обратный клапан установки электроцентробежного насоса тарельчатого типа. Патент №152084 МПК F16K 15/00 [1]</p>	<p>ОК устанавливается в нижней части верхнего модуля секции насоса и содержит седло в металлическом или резиновом исполнении, запорный орган - тарелку клапана и предохранительную манжету. Защитная втулка вала установлена на валу верхним концом встык с опорной втулкой и застопорена стопорным кольцом в нижней части.</p>	<p>При простоте конструктивного исполнения тарельчатый вариант обратного клапана не может быть длительно использован в скважинах с УЭЦН с высокой производительностью, в связи с влиянием большого лобового сопротивления тарелки-клапана и интенсивного проявления абразивной эрозии тарелки и внутренней полости клапана.</p> <p>Недостатком известного электропогружного скважинного насоса с предохранительным клапаном в модуле секции является необходимость изменения конструкции штатно выпускаемых модулей насоса</p>
<p>Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса. Патент №2544930 МПК E21 B 34/06 [2]</p>	<p>КО - запорное устройство в виде тарельчатого клапана. Выполнен с возможностью промывки полости электроцентробежного насоса от твердых осадков.</p>	<p>Это техническое решение не исключает ускоренное развитие эрозийных процессов уплотнительных элементов обратного клапана в условиях повышенного содержания механических примесей ($\geq 1\text{г/л}$) и большой производительностью ($\geq 500\text{м}^3/\text{сут}$) ЭЦН.</p>

<p>Обратный клапан скважинного электроцентробежного насоса №2187709 МПК F04D 15/02 [3]</p>	<p>Данный ОК рекомендован для установки в верхней секции ЭЦН (в модуле-головке).</p>	<p>При добыче нефти с большим содержанием попутного газа может привести к осложнениям на этапе запуска ЭЦН в работу, так как закрытый обратный клапан, размещенный в непосредственной близости от рабочих колес ЭЦН, приводит к скоплению газа в полости рабочих секций ЭЦН, что препятствует его штатному запуску в работу после вынужденных остановок.</p>
<p>Клапан обратный. Патент RU №2379566 МПК F16K 15/04 [4]</p>	<p>ОК состоит из корпуса, седла, клапанной клетки, запорного элемента - шара, установленного в ограничителе с коническими отверстиями, переходящие в конусные отверстия для увеличения проходного отверстия.</p>	<p>Недостатком обратного клапана по выявленному патенту является интенсивный абразивный износ (эрозия), как запорного элемента-шара, расположенного в непосредственной близости от седла и недостаточным диаметром проходного отверстия, так и ограниченных по площади живого сечения каналов для пропуска жидкости в клапанной клетке.</p>

Шар-клапан выполнен из абразиво-стойкого керамического материала, а именно из нитрида кремния (Si_3N_4). В верхней части фигурного стакана выполнены боковые сквозные радиальные каналы (окна), не менее четырех, под углом $\alpha = 30^\circ \dots 45^\circ$ к оси вращения фигурного стакана для снижения местного гидравлического сопротивления, а выше седла на нижнем переводнике на торцовой поверхности также выполнены конические расточки (поверхности) под углами $\beta = 30^\circ \dots 45^\circ$ к оси вращения корпуса обратного клапана. Андрогенная корона на нижней части фигурного стакана снабжена зубчатыми модулями (не менее четырех), выполненными с равномерным шагом (S), и высотой (h). Конструктивно-техническое исполнение данного типа клапан позволяет добиться снижения скоростных потоков во внутренней полости клапана, устранение зон турбулизации потока откачиваемой продукции скважины, а также защиту запорного элемента – шара от прямого абразивного воздействия откачиваемой продукцией.

Предложенный ОК, обладает достаточной перспективой для использования вследствие его новизны и существенных отличительных признаков, позволяющими выполнять штатную и эффективную работу, а его конструктивное исполнение обладает необходимой простотой, обеспечивающей возможность освоения производства и применения в нефтяной промышленности.

Библиографический список

1. Пат. 152084 Российская Федерация, МПК F16K 15/00. Обратный клапан установки электроцентробежного насоса: №2014108117/06: заявл. 03.03.2014 : опубл. 10.05.2015 /Адыгамов А. М.; патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Альметьевский государственный нефтяной институт". – Текст : непосредственный.

2. Пат. 2544930 Российская Федерация, МПК E21 B 34/06. Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса: № 2013142546/03: заявл. 09.17.2013: опубл. 20.03.2015 / Валеев М. Д., Салимгареев С. М., Гаскаров В. З., Булчаев Н. Д., Ведерников В. Я.; патентообладатель Валеев Мурад Давлетович. – Текст : непосредственный.

3. Пат. 2187709 Российская Федерация, МПК F04D 15/02F04 D 15/02. Обратный клапан скважинного электроцентробежного насоса: №2000124960/06 : заявл.02.10.2000 : опубл. 20.08.2002 / Шайдуллин Ф. Д., Назмиев И. М., Нуртдинов В. И.; патентообладатель открытое акционерное общество акционерная нефтяная компания "Башнефть". – Текст: непосредственный.

4. Пат. 2379566 Российская Федерация, МПК F16K 15/04. Клапан обратный: №2008121283/06: заявл. 27.05.2008: опубл. 20.01.2010 /Антоневич А. В.; патентообладатель общество с ограниченной ответственностью научно-производственная фирма "АВиС". – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Корабельников Михаил Иванович, к-т. техн. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» филиала ТИУ в г. Нижневартовске.

CHECK VALVE FOR INSTALLATIONS OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS WITH HIGH PERFORMANCE

Author: Aksenova N. A., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor; Sovranenko N. A., student, nik.sova.2000@mail.ru

Research supervisor: Korabelnikov M. I., candidate of technical sciences, associate professor of the department of "Oil and Gas Business" , Industrial University of Tyumen.

Abstract: In this article, the main factors causing contamination of check valves in the process of drilling a well were considered, the main market of drilling equipment in terms of OK was analyzed, the main disadvantages were identified. The author proposed to use a new improved check valve, which can be used when drilling horizontal wells using high-power ECP and multi-stage hydraulic fracturing.

Keywords: Check valve, ECP, multistage hydraulic fracturing, drilling, abrasive impact, flow turbulence, mechanical.

РОЛЬ МЕТАНА В ИЗМЕНЕНИИ КЛИМАТА ЗЕМЛИ

Тавадзе Б. Д., канд. с.-х. наук, доцент, Глазкова В. А., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. Статья посвящена свалочному газу, в частности метану, который выделяется при разложении органических веществ на городских свалках ТБО. В статье определена роль метана как «короткоживущего фактора» в изменении климата земли. В статье также представлены способы преобразования свалочного газа в энергию.

Ключевые слова: метан, свалочные газы, парниковый эффект, парниковые газы, полигон, биогаз.

Цель работы: Определить влияние метана, образовавшегося при эксплуатации городских свалок, на потепление климата.

Задачи:

1. Изучить природу возникновения парникового эффекта на Земле.
2. Изучить состав и химическую жизнь образования свалочных газов, образующихся на городских полигонах ТБО (твёрдо бытовые отходы).
3. Определить роль метана как короткоживущего фактора в изменении климата.
4. Изучить способы преобразования свалочного газа в энергию.

В современное время для ученых все больше тревогу вызывают проблемы антропогенного влияния на окружающую среду. В частности, особо остро стоят такие последствия загрязнения атмосферного воздуха как: возможное потепление климата или «парниковый эффект», выпадение кислотных осадков и образование озоновых дыр. Изменение климата за последние десятилетия вызывает особую тревогу. Данная проблема угрожает не только одной стране, но и всей биосфере Земли. Проблема возможного потепления климата была подтверждена принятием в 1992 году Рамочной конвенции Организации объединенных наций об изменении климата (РКИК ООН) (Framework Convention on Climate Change, UNFCCC). Целью Конвенции была – стабилизировать концентрацию парниковых газов в атмосфере «на таком уровне, который не допускал бы опасного антропогенного (то есть обусловленного деятельностью человека) воздействия на климатическую систему» [1].

Термин «парниковый эффект» впервые был введен шведским ученым Сванте Аррениусом около 100 лет назад. Сущность парникового эффекта в следующем: приходящая от Солнца световая энергия, т. е. видимая часть спектра, проходит через атмосферу Земли без задержки, а длинноволновые инфракрасные (тепловые) излучения частично удержи-

ваются, поглощаются и отражаются в слоях атмосферы. Поэтому до поверхности планеты доходит лишь $\frac{1}{4}$ ее часть. Дойдя до Земли, данная энергия также поглощается растениями, животными, поверхностью почв. Несмотря на это, поглощение тепловой энергии происходит не полностью, и образованная при этом часть избыточной энергии аккумулируется (накапливается) в атмосфере, часть отражается и рассеивается. Процессу накопления тепловой энергии способствуют так называемые парниковые газы: диоксид углерода, метан, водяной пар, оксиды азота, фреоны, озон и др. Данные газы обладают способностью пропускать тепловые излучения, но обратно их выпускать только частично. Таким образом, создается эффект естественного парника, который повышает температуру атмосферы и поверхности Земли. Эти явления веками сохраняли тепло в пределах тропосферы, в этом и смысл «парникового эффекта». В настоящее время средняя температура Земли, как утверждают ученые, +15 градусов. Без парникового эффекта, по мнению доктора Алекса Тухи (Лондон), температура была бы на 30 градусов ниже, чем сейчас. При естественных условиях на поверхности Земли удерживалось столько тепла, сколько было необходимо для окружающей среды. Но в настоящее время увеличение выброса парниковых газов, которые образовались с деятельностью человека, приводит к увеличению концентрации парниковых газов. В свою очередь, большое количество этих газов способствует удерживанию больше тепла, чем необходимо, это и приводит к увеличению температуры воздуха и поверхности Земли [2].

Полигоны ТБО стоят на третьем месте по величине выброса метана на планете, выделяя около 11 % общемирового количества метановых выбросов.

Вклад метана в парниковом эффекте Земли не является доминирующим. Основным фактором является углекислый газ, но, так называемый, «потенциальный вклад в глобальное потепление» у метана в 21 раз выше.

По оценкам МГЭИК (Межправительственная группа экспертов по изменению климата) время жизни метана в атмосфере составляет 9-12 лет, поэтому метан относят к «короткоживущим факторам изменения климата».

В 2012 г. сформированная «Коалиция за климат и чистый воздух» (Climate and Clean Air Coalition) направила свою деятельность на снижение содержания в атмосфере так называемых «короткоживущих факторов изменения климата». По утверждению коалиции, недлительное пребывание этих газов в климатической системе Земли, приводит к уменьшению содержания их в атмосфере, а снижение количества выброса в будущем, приведет к нужному эффекту.

Жизнедеятельность полигонов и химическую жизнь свалочных газов условно делят на четыре фазы:

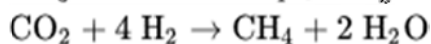
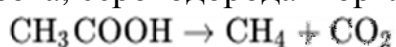
При первой фазе, когда количества кислорода преобладает, происходит интенсивное разложение основных органических веществ. Это работа аэробных бактерий, которые способствуют выделению углекислого газа и азота.

Вторую фазу продолжают анаэробные бактерии, которые используют бескислородную среду. Они образуют кислую среду, преобразуя вещества в кислоты и спирты, при этом выделяется углекислый газ и водород.

Общее название этих бактерий – ацидогены.

Дальше продолжается третья фаза, и здесь большую работу выполняют так называемые бактерии метадогены. Эти бактерии, вместе с аэробными бактериями, способствуют образованию метана, углекислого газа и ацетатов.

Четвертая фаза является стабильной, на этой стадии образуется свалочный газ, который содержит 50-75 % метана, CH_4 , 25-50 % CO_2 и примесей азота, сероводорода и органических веществ.



В связи с тем, что не все страны могут ликвидировать полигоны и использовать альтернативные способы переработки ТБО, было принято контролировать выбросы метана с помощью специализированных полигонов. Специализированные полигоны представляют собой вырытый котлован, дно которого покрывают геомембраной, после этого его покрывают глиной, толщиной в метр. Геомембрана – это гидроизоляционный материал, который защищает и предотвращает загрязнение грунтовых вод и почвы. Для предотвращения рассыпания мусора и уменьшения неприятного запаха, мусор закладывают слой за слоем и утрамбовывают. После этого его покрывают специальным защитным покрытием (почва с растительностью) и слоем глины.

Для добычи свалочного газа в РФ применяют пассивный и активный метод дегазации. Пассивная дегазация происходит под собственным давлением биогаза из толщи полигона. Обычно данный процесс происходит в старых хранилищах ТБО с высоким уровнем выделения газа. Активная дегазация происходит с помощью специальных вертикальных и горизонтальных трубопроводов. С помощью этих труб происходит сбор биогаза и его передача для дальнейшего использования. [3, 4].

Где применяют свалочный газ?

Свалочный газ можно использовать как биогаз. Многие предприятия свалочный газ используют в качестве тепловой энергии, что значительно экономит бюджет предприятия. Кроме этого, свалочный газ (предварительно очищенный), можно использовать в качестве топлива для машин. Также, газ можно применять как экологически чистое топливо для получения электроэнергии (рис. 1). Именно поэтому, получение свалочного газа становится перспективным направлением не только в России, но и во всем остальном мире.

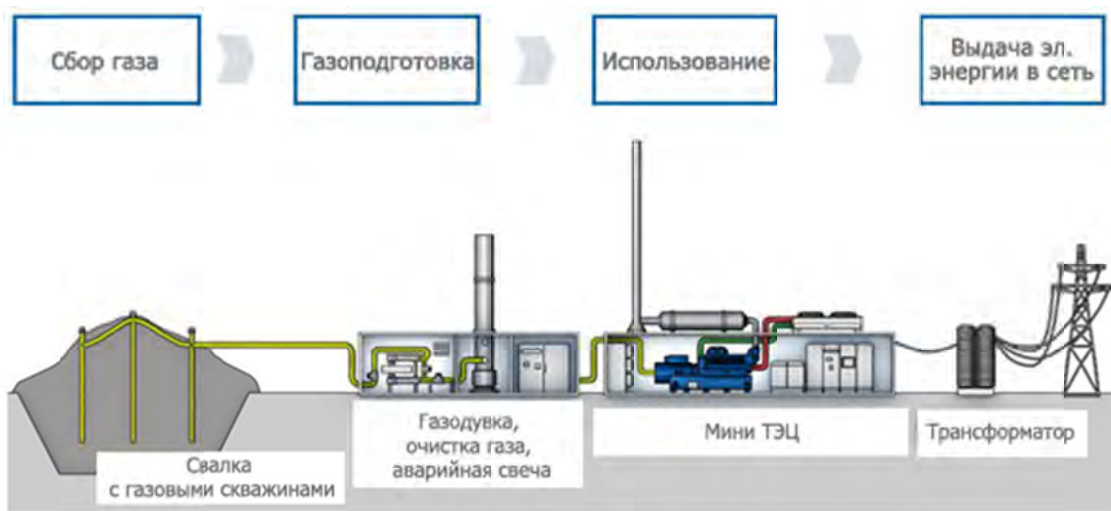


Рисунок 1. Применение газа

Выводы:

1. Парниковый эффект на Земле обуславливают так называемые парниковые газы, которые имеют как естественное, так и антропогенное происхождение.

2. Свалочный газ состоит примерно из 50-75 % метана CH_4 , 25-50 % CO_2 и примесей азота, сероводорода и органических веществ.

3. Полигоны ТБО являются третьим по величине антропогенным источником метана на планете, выделяя около 11 % общемирового количества метановых выбросов.

4. Роль метана в изменении климата Земли очень высока, так как высок его, так называемый, «потенциальный вклад в глобальное потепление». Данный вклад в 21 раз превышает влияние других парниковых газов.

5. С помощью специализированных полигонов можно получить биогаз, который можно использовать в качестве топлива для машин, а также для получения электроэнергии.

Библиографический список

1. КС РККК ООН, 1997. Киотский протокол к РККК ООН; Конференция сторон РККК ООН – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kprus.pdf> – Загл. с экрана. – Яз. рус.

2. Павлова Е. И. Экология транспорта: учебник для вузов /Е. И. Павлова. Москва: Транспорт, 2000. 248 с. – Текст : непосредственный.

3. Алешина Т. А. Добыча и утилизация свалочного газа для повышения эффективности отечественной электроэнергетики / Т. А. Алешина. – Текст : непосредственный. – Москва: Вестник МГСУ. 2010. с. 140-143.

4. Мироненко Е. Е. Основы получения и использования биотоплива для решения вопросов энергосбережения и охраны окружающей среды в

жилищно-коммунальных, и сельском хозяйстве. / Е. Е. Мироненко Волгоград. 2013 г. – Текст : непосредственный.

THE ROLE OF METHANE IN HARNESSING THE EARTH'S CLIMATE

Authors: Tavadze B. D. cand. agricultural Sciences, Associate Professor; Glazkova V. A., student.

Annotation: The article is dedicated to the landfill gas, to methane in particular, which is released during the decomposition of organic matter in urban landfills. In the article the role of methane is defined as “short lived factor” in harnessing earth’s climate. The methods of converting landfill gas into energy are also presented in the article.

Key words: methane, landfill gas, greenhouse effect, greenhouse gases, polygon, biogas.

УДК 620.193/197; 622.276

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ НКТ ИЗ СТАЛИ МАРКИ 32Г1А В УСЛОВИЯХ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

Шапо А. В., студент

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. Сталь 32Г1А является одной из стандартных (базовых) марок сталей насосно-компрессорных труб (НКТ), закладываемых в проектной документации в качестве материала для лифтовых колонн добывающих нефтяных скважин. Приведена качественная и количественная оценка коррозии по результатам эксплуатации НКТ 89×6,5 R95 марки 32Г1А в условиях углекислотной коррозии при парциальном давлении углекислого газа 0,89 атм, температуре эксплуатации 64 °С в слабокислой среде (рН=5,8) с общей минерализацией 17707 мг/дм³, на примере одного из месторождений Восточной Сибири. Дебит жидкости рассматриваемой скважины 855 м³/сут., обводненность 72%. Статья представляет результаты экспертизы отказа.

Ключевые слова: углекислотная коррозия, локальная коррозия, классификация коррозии, насосно-компрессорная труба (НКТ), минеральные отложения

Цель исследования – определение причины отказа насосно-компрессорной трубы 89×6,5 R95 из стали марки 32Г1А на добывающей нефтяной скважине «Х» одного из месторождений Восточной Сибири.

Обстоятельства отказа. НКТ 89×6,5 R95, изготовленная из стали 32Г1А (рис. 1а, б) с использованием компоновки подвески из новых и ре-

монтажных НКТ (после оценки технического состояния), введена в эксплуатацию на скважине «Х» одного из месторождений Восточной Сибири 25.04.2021, отказ (по причине – «нет подачи») зафиксирован 13.06.2021. Нарботка на отказ составила 49 суток. Полный эксплуатационный срок ремонтной НКТ (рис. 1а) 1262 суток. Характерные локальные коррозионные повреждения внутренней поверхности новых НКТ (с полным сроком эксплуатации 49 суток), представлены на рис. 1б. Скважина механизированного фонда (ЭЦН) на момент исследований не состояла в осложненном фонде ни по одному из факторов (коррозивность среды, солеотложение, механические примеси, асфальтосмолопарафиновые отложения и др.). Противокоррозионные мероприятия на скважине не применяли.

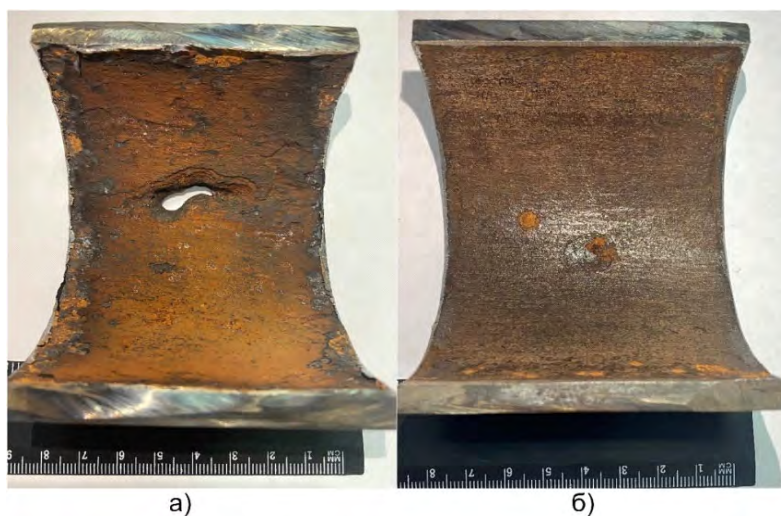


Рисунок 1. Общий вид внутренней поверхности аварийной ремонтной (а) и новой (б) насосно-компрессорной трубы 89×6,5 R95 марки 32Г1А после эксплуатации 1262 (а) и 49 (б) суток (без ингибиторной защиты и покрытия)

Качественная и количественная характеристика коррозии.

- Характер коррозионного разрушения, ставшего причиной отказа НКТ, – локальная сквозная язвенная коррозия.

- Максимальная скорость локальной коррозии (глубинный показатель коррозии) аварийной ремонтной (МСЛК₁) и новой НКТ (МСЛК₂) 1,88 и 3,20 мм/год соответственно, что не соответствует требованиям ПАО НК «Роснефть» ПК № П1 – 01.05 Р – 0339 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» (критерий – отсутствие локальной коррозии).

где МСЛК – максимальная скорость локальной коррозии, мм/год; МГ – максимальная глубина локального коррозионного повреждения, мм; 365 – количество дней в году; 1262 и 49 – наработка на отказ ремонтной и новой НКТ соответственно, сут.

- Коррозионный расход (массовый показатель коррозии) аварийной ремонтной (КР1) и новой НКТ (КР2) составил 0,087 мм/год и 0,037 мм/год

соответственно, что не превышает установленное ПАО НК «Роснефть» нормативное значение – 0,1 мм/год (ПК № П1 – 01.05 Р – 0339).

где КР – коррозионный расход (в условном пересчете в мм/год); $T_{\text{общ}}$ – глубина коррозионных повреждений на наиболее характерных местах поверхности, подвергнувшейся общей (среднеповерхностной) коррозии, мм; 365 – количество дней в году; 1262 и 49 – наработка на отказ, сут.

- Отказ классифицирован как «НКТ – тело – негерметичность – коррозия» в соответствии с ПК № П1 – 01.05 Р – 0411.

- Анализ состава и морфологии продуктов коррозии (при исследовании в составе минеральных отложений) показал, что формируемый в нефтепромысловых условиях осадок на внутренней поверхности НКТ марки 32Г1А в условиях углекислотной коррозии не является защитным (не способен замедлять процессы локальной коррозии). Участки металла, незатронутые коррозией отсутствуют.

Выводы:

- Первые видимые очаги локальной коррозии для стали насосно-компрессорной трубы 89×6,5 R95 марки 32Г1А (марганцовистая сталь) наблюдаются в первые 49 суток эксплуатации в условиях углекислотной коррозии при общей минерализации 17707 мг/дм³, парциальном давлении углекислого газа = 0,89 атм и температуре эксплуатации 64 °С. Фактическая максимальная скорость локальной коррозии 3,2 мм/год (глубинный показатель коррозии).

- Максимальный коррозионный расход (массовый показатель коррозии) стали насосно-компрессорной трубы 89×6,5 R95 марки 32Г1А составил 0,087 мм/год (в условном пересчете в мм/год).

- Сталь марки 32Г1А (марганцовистая сталь) не рекомендуется к применению в качестве материала НКТ при эксплуатации ее в условиях углекислотной коррозии без применения ингибиторной защиты вследствие склонности к развитию локальной язвенной коррозии.

Библиографический список

1. Локальная СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. Монография / В. Э. Ткачева, А. В. Бриков, Д. А. Лунин, А. Н. Маркин. – Текст : непосредственный. Уфа: РН-БашНИПИнефть, 2021. 168 с.

2. Нефтепромысловая химия: Аналитические методы. Монография/ А. Н. Маркин, С. В. Суховерхов, А. В. Бриков. – Южно-Сахалинск: Сахалинская областная типография, 2016. – 212 с. – Текст : непосредственный.

3. Маркин А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство по борьбе с образованием солей / А. Н. Маркин, А. В. Бриков. Москва: Делибри, 2018. 335 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Маркин А. Н., канд. тех. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

THE RESULTS OF THE OPERATION OF TUBING MADE OF STEEL GRADE 32G1A IN CONDITIONS OF CARBON DIOXIDE CORROSION

Author: Shapo A. V., student, shapo.an@yandex.ru

Research supervisor: Markin A. N., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Industrial University of Tyumen.

Abstract: Steel 32G 1A is one of the standard (basic) grades of tubing steels, which are laid down in the design documentation as a material for elevator columns of producing oil wells. A qualitative and quantitative assessment of corrosion based on the results of the operation of tubing 89 × 6.5 R95 grade 32G1A under carbon dioxide corrosion conditions at a partial pressure of carbon dioxide 0.89 atm, operating temperature 64 0C in a slightly acidic environment (pH=5.8) with a total mineralization of 17707 mg / dm³, on the example of one of the deposits of Eastern Siberia. The fluid flow rate of the well in question is 855 m³/day, the water content is 72%. The article presents the results of the examination of the refusal.

Key words: carbon dioxide corrosion, local corrosion, corrosion classification, tubing, mineral deposits.

СЕКЦИЯ 4. БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СЕВЕРНОМ БЛОКЕ СБНГКМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗООТДАЧИ

Бабушкина А. Г.
МПТИ (ф) СВФУ им. М. К. Аммосова, г. Мирный

Аннотация. В статье рассмотрена возможность повышения коэффициента газоотдачи на Среднеботуобинском месторождении путем применения горизонтальных скважин. Определено влияние различных факторов на коэффициент газоотдачи, таких как, параметр анизотропии, толщина пласта и радиус контура питания. Обоснован тип оптимальной конструкции горизонтальных скважин, обеспечивающих максимальную газоотдачу и устойчивую работу скважин в процессе разработки.

Ключевые слова: Среднеботуобинское НГКМ, горизонтальные скважины, коэффициент газоотдачи, радиус контура питания, толщина пласта, фильтрационно-емкостные свойства.

Целью данной работы является повышение коэффициента газоотдачи путем применения горизонтальных скважин на Среднеботуобинском месторождении.

Среднеботуобинское НГКМ по геологическому строению относится к категории сложных, наличие тектонических разломов и блокового строения залежей, неоднородные по емкостным и фильтрационным свойствам пласты. В настоящее время проблема получения максимальной газоотдачи, особенно при разработке месторождений сложного геологического строения с неоднородными по емкостным и фильтрационным свойствам пластами, является одной из неотъемлемых задач при освоении газовых и газоконденсатных месторождений [1].

Величина газоотдачи тесно связана с многообъектностью залежей, с различными фильтрационно-емкостными свойствами, с их удельными запасами газа, а также термобарическими параметрами. Поэтому особое внимание уделено вскрытию многообъектных залежей, одно и многоствольными горизонтальными скважинами и поиску оптимальных типов и конструкций скважин, обеспечивающих максимальную газоотдачу с учетом различных термобарических параметров вскрываемых объектов [2].

Конструкция горизонтальной скважины в первую очередь зависит от геологических условий. Как правило, реальный горизонтальный ствол характеризуется вертикальными колебаниями с амплитудой $h \geq 0,3$ м. Переход

ствола скважины от вертикального направления к горизонтальному характеризуется радиусом кривизны. Как было отмечено выше, коэффициент газоотдачи зависит от большого числа факторов, в число которых входят тип используемых скважин, их размещение по площади и толщине залежи, плотность сетки скважин, длина и диаметр горизонтального ствола, профиль горизонтального ствола в зависимости от толщины продуктивного пласта и другие факторы [3].

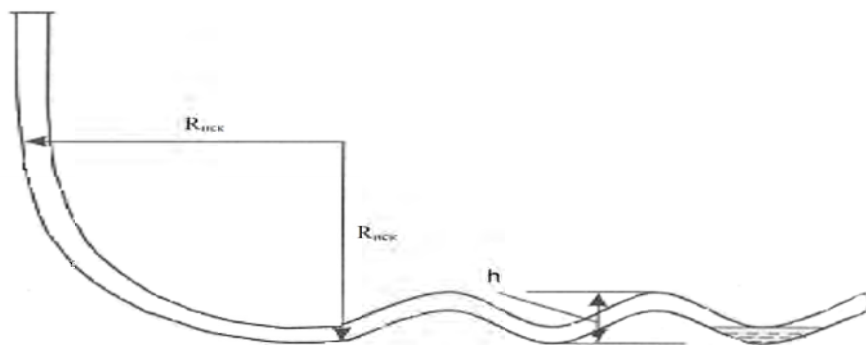


Рисунок 1. Схема горизонтальной скважины

Влияние расположения горизонтального ствола по толщине пласта на производительность горизонтальной скважины

В точной постановке определение дебита горизонтальной скважины в зависимости от расположения горизонтального ствола по толщине пласта возможно численным методом. Для получения простых аналитических формул необходимо использовать некоторые упрощающие предположения.

Случай, когда горизонтальная скважина расположена непосредственно у кровли или у подошвы пласта. Согласно схеме (рисунок 2) дебит горизонтальной скважины будет определяться суммой дебитов из верхней зоны I и нижней II зоны, разделенных нейтральной линией тока.

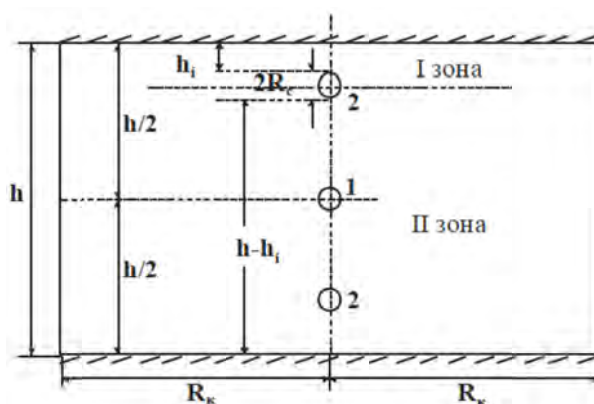


Рисунок 2. Схема расположения ствола горизонтальной скважины:
1 – симметричное; 2 – асимметричное

По мере уменьшения толщины пласта влияние расположения по толщине пласта на производительность горизонтальных скважин существенно снижается.

Таблица 1

Результаты расчета производительности ГС №41 по толщине пласта

L_T	160,00	260	360,00	460	600,00
a_1	0,1768	0,1088	0,0786	0,0615	0,0472
b_1	0,9345	0,5751	0,4153	0,3251	0,2492
a_2	0,001695053	0,001043	0,000753	0,00059	0,000452
b_2	2,42789E-06	9,19E-07	4,8E-07	2,94E-07	1,73E-07
Q_1	0,41904856	0,209625	0,131199	0,092001	0,062518
Q_2	146,3198988	237,7698	329,2198	420,6697	548,6996
Q_T	146,7389474	237,9795	329,351	420,7617	548,7621

Влияние расположения горизонтального ствола по толщине и относительно контура питания на производительность горизонтальной скважины. Ассиметричное расположение горизонтального ствола одновременно по толщине и относительно контуров питания (рисунок 3) снижает производительность горизонтальных скважин более существенно, чем ассиметричное расположение только по толщине или только по контуру питания.

Используя метод схематизации, дебит газовой скважины при расположении ее на позиции 2 (рисунок 3) определяется по формуле:

$$Q = \sum_{i=1}^4 Q_i$$

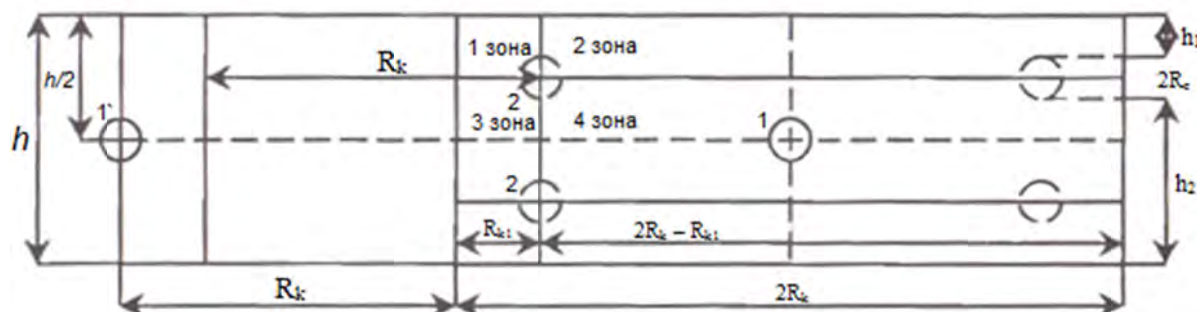


Рисунок 3. Схема расположения ствола горизонтальной скважины:
1 – симметричное; 2 – асимметричное относительно толщины и контуров питания

Результаты расчета производительности ГС
при различном радиусе контура питания

L_r	360,00	м
При $R_k = 200$ м		
Q_g	1551,3	тыс.м ³ /сут
L_r	360,00	м
При $R_k = 500$ м		
Q_g	689	тыс.м ³ /сут
L_r	360,00	м
При $R_k = 1000$ м		
Q_g	385,1	тыс.м ³ /сут

Вывод. Наибольшая производительность горизонтальной скважины, расположенной ассиметрично по толщине пласта и симметрично расположенной относительно границ зоны дренирования, достигается в зоне II.

Из полученных результатов видно, что ассиметричное расположение горизонтального ствола одновременно по толщине и относительно контуров питания снижает производительность горизонтальных скважин более существенно, чем ассиметричное расположение только по толщине. Наибольшая производительность достигается при наименьшем радиусе контура питания и наибольшей толщине пласта.

Библиографический список

1. Совершенствование разработки газонефтяной залежи Среднеботуобинского месторождения / В. Ф. Томская, Р. К. Катанова, Е. М. Александрова, И.И. Краснов. – Текст : непосредственный. В сборнике: Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК. Материалы III Международной научно-практической конференции. Мурманск, 2019. – С. 119-123.
2. Алиев З. С. Исследование горизонтальных скважин / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – Текст : непосредственный. Москва: Издательство Нефть и газ, 2004. – С. 300.
3. Алиев З. С. Технология применения горизонтальных скважин / З. С. Алиев. Москва: Издательство Нефть и газ. – 2000. – С. 711. – Текст : непосредственный.
4. Катанова Р. К. Изучение термодинамических процессов при разработке газоконденсатных месторождений Восточной Сибири. / Р. К. Катанова, Е. И. Инякина, М. О. Жуматаев. – Текст : непосредственный // сборник международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д. И. Менделеева. – Тюмень, 2021. С. 292-295.

Научный руководитель: старший преподаватель базовой кафедры НГД Добролюбова Р. К.

INCREASING THE GAS RECOVERY COEFFICIENT BY USING HORIZONTAL WELLS AT THE SREDNEBOTUOBINSKOYE FIELD

Author: Babushkina A. G, student, anastasiab0910@gmail.com

Research supervisor: Dobrolyubova R.K., senior lecturer.

Abstract: The article considers the possibility of increasing the gas recovery coefficient at the Srednebotuobinskoye field by using horizontal wells. The influence of various factors on the gas recovery coefficient, such as the anisotropy parameter, the thickness of the reservoir and the radius of the supply circuit, has been determined. The type of optimal design of horizontal wells providing maximum gas output and stable operation of wells during development is substantiated.

Key words: Srednebotuobinskoye NGCM, horizontal wells, gas recovery coefficient, radius of the supply circuit, reservoir thickness, filtration and capacitance properties.

УДК 622.245

ОБЛЕГЧЁННЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ С ДОБАВКОЙ РЕАГЕНТА «МОНАСИЛ»

Красильникова Е. Е., студент, Семененко А. Ф., ассистент кафедры БНиГС, Щербич Н. Е., к. т. н., доцент кафедры БНиГС Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье рассматривается влияние добавки модернизированного натриевого силиката (МОНАСИЛА) при изготовлении облегчённого тампонажного раствора. Рассмотрены технологические свойства облегчённых тампонажных растворов с использованием МОНАСИЛА. Также сделан вывод о возможности практического применения рецептур с использованием исследуемой добавки.

Ключевые слова: тампонажный раствор, облегчённый тампонажный раствор, добавки к тампонажным растворам, микросферы, портландцемент.

Модернизированный натриевый силикат (МОНАСИЛ) выпускается по ТУ 2145-001-75105538-2005 [1], имея следующие характеристики:

Внешний вид – гранулированный порошок белого цвета;

Массовая доля оксида натрия (Na_2O) – 21-22%;

Массовая доля диоксида кремния (SiO_2) – 57-64%;

Силикатный модуль – 2,7-3,1;

Скорость растворения – 15-30 мин.

При смешивании порошка с водой в соотношении по массе 1:1 рН жидкости достигает уровня 11,0-12,0. В экспериментах использован МОНАСИЛ с силикатным модулем 2,94, который полностью растворим в воде. Исследовалось влияние добавок монасила на основные технологические характеристики применяемых в настоящее время облегченных тампонажных растворов с добавками алюмосиликатных микросфер МС-400. Для лабораторных исследований использовали портландцемент тампонажный ПЦТ I-100 по ГОСТ 1581-96 [2] ОАО «Суходолжскцемент», алюмосиликатные полые микросферы по ТУ 5712-001-49558624-2003 [3], воду водопроводную.

Положительным свойством МОНАСИЛА в составе тампонажного раствора является его способность в процессе растворения реагировать с продуктами гидратации портландцемента и диссоциированными в щелочной среде с поверхности алюмосиликатных полых микросфер катионами с образованием высокодисперсных гидросиликатов различного состава. Заполняя поровое пространство между частицами вяжущего и микросфер, продукты реакции МОНАСИЛА, цемента и алюмосиликатных полых микросфер позволяют получать высокостабильную систему тампонажного раствора и улучшать его суффозионную стойкость. Образование этих соединений также обуславливает уплотнение структуры камня и увеличение его прочности.

Определение основных свойств облегченного тампонажного раствора и камня проводили при температуре (75 ± 3) °С в соответствии ГОСТ 26798.1-96 [4]. Плотность облегченного тампонажного раствора определяли пикнометром, растекаемость – по форме-конусу, седиментационную устойчивость определяли по водоотделению цементного раствора в четырех цилиндрах вместимостью 250 мл, предел прочности камня на изгиб – на испытательной машине МИИ-100, прочность на сжатие и сцепление с металлом – на гидравлическом прессе П-10.

Облегченный тампонажный раствор готовили следующим образом. Сухую смесь портландцемента тампонажного, алюмосиликатных полых микросфер и МОНАСИЛА в заданных соотношениях, затворяли отмеренным количеством воды в смесителе лабораторном СЛ-1. Приготовленный раствор дополнительно кондиционировался в лабораторной мешалке ($n=(150\pm 20)$ об/мин) в течение 40 мин. После кондиционирования замерялись параметры раствора. Раствор заливали в четыре цилиндра на 250 мл с вертикальным, горизонтальным, под углом 45° и 60° расположением для определения водоотделения. Как видно из таблицы 1, облегченный тампонажный раствор характеризуется отсутствием водоотделения во всех четырех цилиндрах и седиментационной устойчивостью раствора. Сформированный цементный камень имеет прочность от 2,6 до 3,1 МПа.

Увеличение концентрации МОНАСИЛА в смеси более 2 мас. % приводит к загустеванию раствора (показатель растекаемости 160 мм). Минимальное количество МОНАСИЛА (менее 1 мас. %) не позволяет приготовить седиментационноустойчивый раствор.

Как видно на рисунке 1, кривые $\tau = f(\dot{\gamma})$ для растворов с МОНАСИЛОМ располагаются выше во всем диапазоне скоростей сдвига.

Добавки МОНАСИЛА оказывают при умеренных температурах ускоряющее действие на процессы загустевания и начала схватывания облегченных растворов: время загустевания (температура 75 °С и давление 45 МПа) составов с 2 мас. % МОНАСИЛА практически совпадает с временем начала схватывания (температура 75 °С и атмосферное давление) и составляют 80-86 мин (таблица 2). Поэтому оценивалось влияние замедляющих добавок НТФ и тилозы Е 29651 с целью получения ОТР с МОНАСИЛОМ с приемлемыми сроками загустевания.

Таблица 1

Технологические свойства облегченных тампонажных растворов с добавкой МОНАСИЛА

Состав раствора, мас.%				Плотность, г/см ³	Растекание, мм	Водоотделение, мл				Прочность, МПа, 2 сут		
ПЦТ I-100	МОНАСИЛ	асм	в			угол 0°	угол 45°	угол 60°	угол 90°	изгиб	сжатие	сцепление
84	1	15	65	1,47	285	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	10,1	1,7
83	2	15	65	1,46	218	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	8,5	2,1
83	2	15	70	1,44	242	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	8,8	1,3
88	2	10	70	1,51	260	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	9,0	1,4

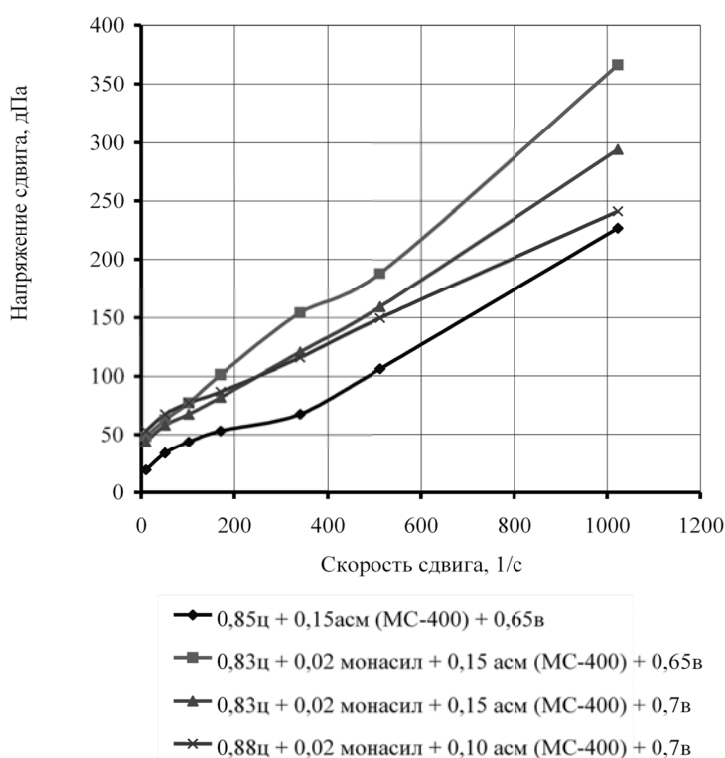


Рисунок 1. Изменение напряжения сдвига от скорости сдвига облегченных тампонажных растворов, приготовленных на основе ПЦТ I-100 и МС-400 с добавками МОНАСИЛА (после 40 мин кондиционирования)

Результаты испытаний облегчённых тампонажных растворов
с МОНАСИЛОМ при температуре 75°С

Состав раствора, мас. %	Плотность, г/см ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, мл	Время загустевания, ч-мин	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность, МПа, через 2 сут		
					начало	конец	изгиб	сжатие	сцепление
83ц+2м+15асм+70в	1,44	242	0,0	1-26	1-20	1-45	2,6	8,8	1,3
83ц+2м+15асм+70р 0,1%НТФ	1,44	270	1,2	-	1-45	2-15	2,5	8,6	2,2
83ц+2м+15асм+70р 0,8%тил.	1,41	200	0,0	-	1-25	1-55	2,4	9,1	1,2
88ц+2м+10асм+70в	1,51	260	0,4	1-21	1-25	1-55	2,8	9,0	1,4
88ц+2м+10асм+70р 0,15%НТФ	1,52	293	2,9	-	2-25	3-05	2,6	10,5	1,1
88ц+2м+10асм+70р 0,8%тил.	1,48	236	0,2	-	1-30	1-50	2,8	9,1	1,0

Примечания:
1 ц – тампонажный портландцемент ПЦТ I-100.
2 м – МОНАСИЛ.
3 тил. – тилоза Е 29651.

Поскольку тилоза Е 29651 повышает вязкость жидкости затворения, то несмотря на снижение структурирующей способности, не происходит увеличение седиментационного разделения растворов в покое. При использовании НТФ, вследствие его разжижающего действия, в значительной степени возрастает водоотделение растворов.

Указанные добавки не оказывают значительного влияния на прочностные свойства камня, а по степени замедления процессов загустевания ОТР с МОНАСИЛОМ и начала схватывания более эффективными являются добавки НТФ.

Таким образом, из тампонажного портландцемента, алюмосиликатных полых микросфер и МОНАСИЛА могут быть приготовлены облегченные тампонажные растворы с приемлемыми технологическими характеристиками, которые могут применяться для цементирования наклонно-направленных и субгоризонтальных участков скважин.

Библиографический список

1. Модернизированный натриевый силикат (МОНАСИЛ). Технические условия : ТУ 2145-001-75105538-2005: утв. ООО «Витахим»: ввод. в

действие впервые с 2005. – г. Волхов Ленинградской обл.: ООО «Витакхим», 2005. – 15 с. – Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. – Взамен ГОСТ 1581-91; Введ. 1998-10-01. – М.: Госстандарт России: ГУП ЦПП, Минземстрой России, 1998. – 13 с. – Текст : непосредственный.

3. Микросферы алюмосиликатные. Марка МС-500, МС-400. Технические условия: ТУ 5712-001-49558624-2003: утв. ЗАО Предприятие «Гранула»: ввод. в действие впервые с 01.03.03. – г. Екатеринбург: ЗАО Предприятие «Гранула», 2003. – 11 с. – Текст : непосредственный.

4. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний . – Взамен ГОСТ 26798.0 – ГОСТ 26798.2-85; Введ. 1998-10-01. – Москва: Госстандарт России: ГУП ЦПП, Минземстрой России, 1998. – 18 с.

LIGHTWEIGHT CEMENT SLURRY WITH THE ADDITION OF MONASIL

Authors: Krasilnikova E. E., student, eekrasil.2000@mail.ru; Semenenko A. F., assistant; Scherbich N. E., PhD, docent, Industrial University of Tyumen.

Abstract: This article examines the effect of the addition of upgraded sodium silicate (MONASIL) in the manufacture of lightweight cement slurry. The technological properties of lightweight grouting solutions using MONASIL are considered. The conclusion is also made about the possibility of practical application of formulations using the studied additive.

Key words: cement slurry, lightweight cement slurry, cement slurry additives, microspheres, portland cement.

УДК 55.042

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГНВП

Аксенова Н. А., кан. техн. наук, доцент, Куманяев Д. К., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье представлен анализ причин разрушения противонапорных обратных клапанов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин и определены критерии для оптимизации их конструкции.

Ключевые слова: обратный клапан, фонтан, газонефтеводопроявление, давление, буровой раствор, герметичность.

Важным вопросом работы обратных клапанов является обеспечение эффективности и надежности. Качество проектируемого оборудования

определяется уровнем изученности объекта и совершенностью методов расчета его состояния. Как и шаровые краны обратные клапаны (ОК) сегодня являются одним из самых распространенных видов оборудования при бурении скважины. Много обратных клапанов используются также для опрессовки обсадной колонны, для установки ее герметичности. Развитие всех отраслей народного хозяйства потребовало увеличения производства обратных клапанов различных типов и назначения.

Одной из важных и актуальных отраслей, требующих применение обратных клапанов является нефтегазодобывающая промышленность. Обратные клапаны применяют в технологической оснастке бурильных и эксплуатационных колонн при бурении и заканчивании скважин, в насосно-компрессорных трубах и в насосном оборудовании при эксплуатации скважин.

Актуальным и очень важным является применение противofонтанных обратных клапанов в оснастке бурильных колонн при бурении, заканчивании или ремонте скважин. Неуправляемое поступление пластовых флюидов в скважину при бурении, называемое газонефтеводопроявлением (ГНВП) или фонтаном способно нанести огромный вред окружающей среде и даже привести к жертвам [1-2]. Так, в период с 2016-2021 гг., на месторождениях Западной Сибири произошло порядка 30 фонтанов. Установлено, что нанесенный ущерб от одного фонтана может составить более ста млн. рублей, а при бурении скважин на шельфе моря материальный и экологический ущерб еще выше [3].

Основными причинами аварий являются: неисправность ПВО, отсутствие контроля за безопасным проведением работ, низкая производственная дисциплина исполнителей работ, неисправность бурового инструмента.

Для предотвращения ГНВП перед вскрытием с большой вероятностью проявлений (пласты с АВПД), под ведущей трубой устанавливают противofонтанный обратный клапан. При бурении скважин с гидравлическим забойным двигателем, обратный клапан устанавливают под шпинделем. Применение противofонтанного обратного клапана в процессе бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин позволяет герметизировать внутренней канал бурового инструмента в случае роста давления жидкости снизу (из пласта) и тем самым предотвратить ГНВП.

Для перекрытия и герметизации устья скважины при возникновении фонтана применяют шаровые краны и, кроме этого, применяют два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один клапан является рабочим, второй – резервным. Обратные клапаны позволяют, в отличие от шаровых кранов проводить только прямую промывку скважин и осуществлять спуск колонны в скважину под давлением с загерметизированным устьем.

При проведении патентных исследований известных технических решений противofонтанных обратных клапанов выявлено, что основ-

ным недостатком применяемых обратных клапанов шарового и тарельчатого типа, является их низкая надежность и ресурс работы. Это связано с тем, что запорное устройство при открытом клапане находится в центре проходного канала и при этом перекрывает собой значительную часть его площади. Такое расположения запорного устройства способствует увеличению скорости потока бурового раствора и его турбулентности. При наличии в жидкости абразивных частиц (твердая фаза, утяжелитель, кольматант) происходит абразивный и кавитационный износ рабочих кромок седла и запорного элемента. Кроме этого, турбулентный поток и возникновение пульсации потока жидкости приводит хаотичное движение запорного элемента, которое приводит к разрушению взаимодействующих между собой рабочих поверхностей запорного элемента и седла. Суммарное воздействие перечисленных обстоятельств, приводит к сокращению ресурса работы применяемых обратных клапанов.

Таким образом, основными критериями для выбора оптимального обратного клапана является повышенная надежность и увеличенный ресурс его работы в условиях бурения скважин с буровыми растворами с повышенным содержанием механических примесей.

Библиографический список

1. Овчинников. В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вуза / В. П. Овчинников, Р. А. Исмаков, А. В. Оганов; под общей ред. В. П. Овчинникова. – Т. 1-5. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – Текст : непосредственный.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534, 2020. – 381 с. – Текст : непосредственный.

3. Трубопроводная арматура с автоматическим управлением: Справочник / Д. Ф. Гуревич, О. Н. Заринский, С. И. Косых [и др.]; под общ. ред. С. И. Косых. – Ленинград: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1982. – 320 с. – Текст : непосредственный.

4. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. – Тюмень, 2021. – С.249 – Текст : непосредственный.

5. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Корабельников Михаил Иванович, к. т. н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело», филиала ТИУ в г. Нижневартовске.

ON THE ISSUE OF THE USE OF CHECK VALVES TO PREVENT GAS AND OIL WATER OCCURRENCES

Author: Aksenova N. A., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor; Kumanyaev D. K., student.

Research supervisor: Korabelnikov M. I., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Oil and Gas Business, branch Industrial University of Nizhnevartovsk.

Abstract: The article presents an analysis of the causes of the destruction of anti-spontaneous check valves used in drilling oil and gas wells and defines criteria for optimizing their design.

Key words: check valve, fountain, oil and gas phenomenon, pressure, drilling mud, tightness.

УДК 622.248

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И МЕТОДОВ ОСВОБОЖДЕНИЯ ЕЕ ИЗ СКВАЖИНЫ

Аксенова Н. А., кан. техн. наук, доцент; Куфтерин Н. А., студент, Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье представлены результаты анализа технической литературы и промыслового материала возникновения осложнений и аварий при бурении скважин, затрат времени на их ликвидацию и в частности, особое внимание уделено прихватам бурильной колонны в скважине: причинам возникновения и эффективности ликвидации прихватов по их видам.

Ключевые слова: осложнение и аварии, бурение скважин, прихват, разъединитель, развинчивание.

Рост объемов горизонтального бурения и увеличение глубин и протяженности ствола скважины, а так же бурение труднодоступных залежей с осложненными условиями бурения создают высокую вероятность возникновения аварий и осложнений, в частности – прихват бурильной колонны (БК). Прихват бурильной колонны может возникать вследствие затяжки инструмента, дифференциального давления, заклинивания колонны в местах сужения или посторонними предметами, в результате осыпей и обвалов стенок скважины. Промысловые данные показывают, что 60 % осложнений приходится на прихват бурильной колонны (рисунок 1). В общем балансе непроизводительного времени, время, затрачиваемое на ликвидацию аварий и осложнений, тоже составляет порядка 60 % (рисунок 2).

Промысловый анализ причин возникновения прихватов показал, что наибольший удельный вес прихватов в настоящее время приходится на заклинивание бурильного инструмента при спуске (20 %). Высокий процент аварий связан со сломом БИ (17 %) и остановкой его без движения (15 %). Достаточно часто при бурении случаются «полеты» бурильного инструмента (17 %), в результате которого происходит его заклинивание в стволе скважины и прихваты, связанные с ускоренной проработкой ствола скважины, а так же затягивыванием его при подъеме в сужение ствола скважины (9 %) (рисунок 3).

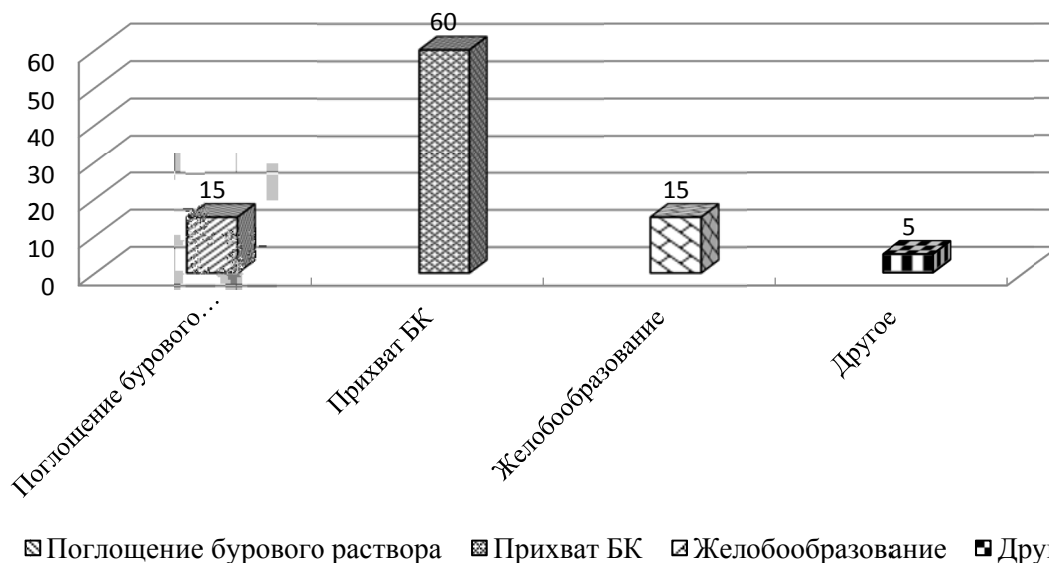


Рисунок 1. Диаграмма распределения осложнений и аварий при бурении скважин на месторождениях Западной Сибири, %

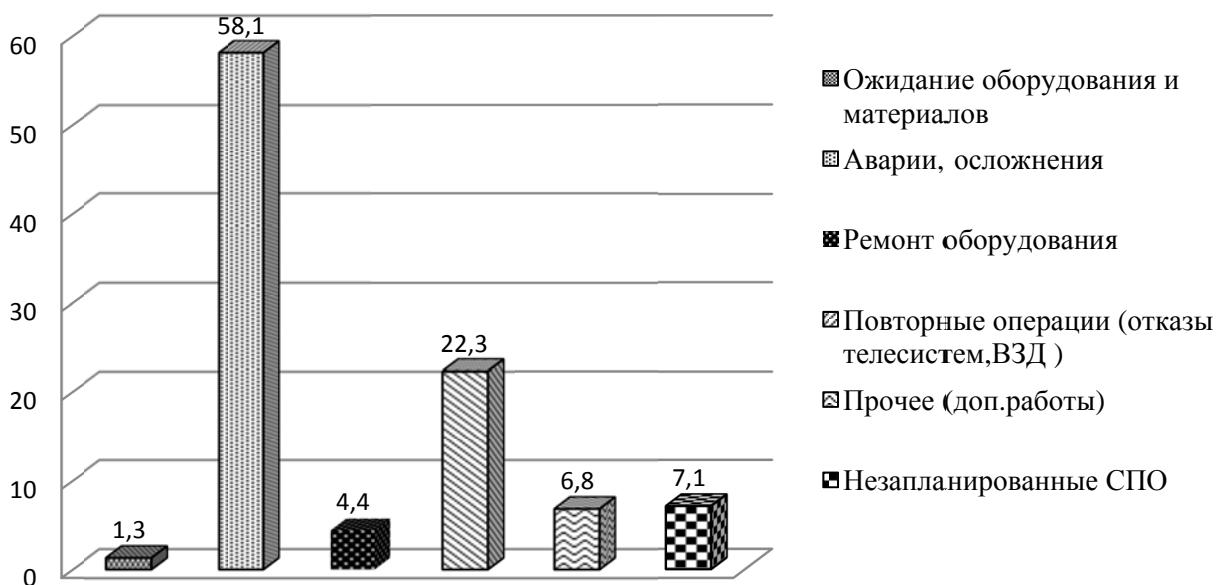


Рисунок 2. Диаграмма распределения баланса непроизводительного времени в цикле строительства скважин, %

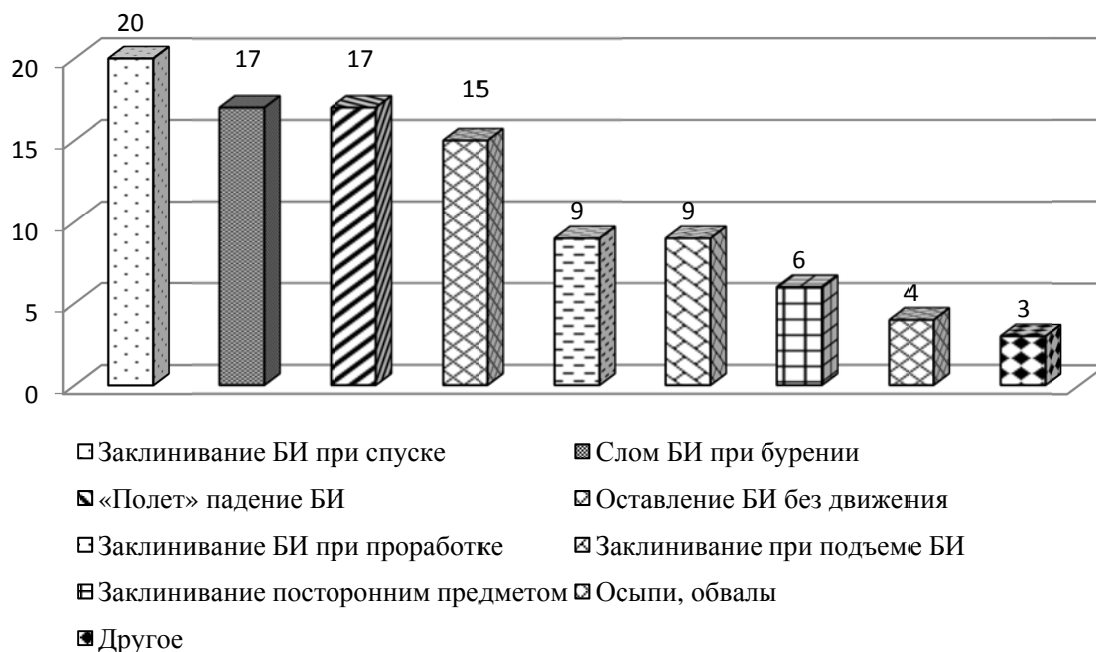


Рисунок 3. Диаграмма причин возникновения прихвата бурильного инструмента в скважине, %

Для высвобождения бурильной колонны от прихвата в практике бурения применяют следующие технологические операции расхаживание, отбивка инструмента ротором, установка жидкостных ванн, торпедирование. При этом эффективность этих операций составляет 35 %. Эффективность ликвидации прихватов по их видам можно расположить в следующем порядке, представленном на рисунке 4.



Рисунок 4. Диаграмма распределения эффективности ликвидации прихватов по видам, %

Анализ эффективности мероприятий по ликвидации прихватов показал, что наибольший удельный вес неликвидированных прихватов приходится на заклинивание инструмента при спуске (15 %) и остановки его без движения (13 %). Удельный вес неликвидированных прихватов, причиной которых явились сломы и «полеты» бурильного инструмента, меньше и составляют соответственно 8 и 9 %. На остальные виды прихватов приходится порядка 30 %.

Для восстановления подвижности бурильного инструмента в результате заклинивания при спуске и проработке или в результате «полета» и слома инструмента рационально воздействовать восходящими освобождающими нагрузками. В случае затягивания бурильного инструмента в сужение ствола скважины и желобную выработку целесообразно создавать нисходящие освобождающие нагрузки. При прихватах в результате обвала стенок скважины, осадения и скопления в местах сужения шлама и утяжелителя не допускается воздействие осевыми освобождающими нагрузками без принятия мер, исключающих дальнейшее осложнение аварии.

Если известные технологические приемы, такие как, например, «расхаживание» бурильных труб, установка жидкостных ванн в интервале прихвата труб, применение ударных механизмов не дают положительных результатов, то бурильные трубы извлекают путем их посекционного отворота (развинчивания) и подъема на поверхность.

Проведенный анализ показал, что наибольшее число осложнений при бурении скважин приходится на прихваты бурильной колонны (60 %), которые в 75 % случаев возникают в результате заклинивания бурильного инструмента. Эффективность ликвидации прихватов традиционными методами такими как расхаживание, отбивка инструмента ротором, установка жидкостных ванн, торпедирование, составляет 35 %. Наибольшее количество неликвидированных прихватов приходится на заклинивание инструмента при спуске и остановке его без движения.

Научный руководитель: Корабельников М. И., кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» филиала ТИУ в г. Нижневартовске

ANALYSIS OF THE CAUSES OF THE SEIZURE OF THE DRILL STRING AND METHODS OF RELEASING IT FROM THE WELL

Authors: Aksenova N. A., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Tyumen Industrial University in Nizhnevartovsk, Kufterin N. A.

Abstract. The article presents the results of the analysis of technical literature and field material of the occurrence of complications and accidents during drilling, the time spent on their elimination, and in particular, special attention is paid to the tacks of the drill string in the well: the causes and effectiveness of the elimination of tacks by their types.

Key words: complication and accidents, well drilling, tack, disconnecter, unscrewing.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Макухина Е. А., студент

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье исследовали приток жидкости к перфорированной вертикальной скважине, которая вскрывает коллектор с низкой проницаемостью. Рассмотрели модель с двойным радиальным потоком. Для учета фильтрационных характеристик низкопроницаемого пласта использовали предельный градиент давления.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, вертикальная скважина, плоскорadiaльный поток, предельный градиент давления, дебит, перфорация.

Рассмотрим модель с двойным радиальным потоком (рисунок 1) в интервале перфорации, основываясь на геометрической модели притока жидкости McLeod J. и Harry O. [1].

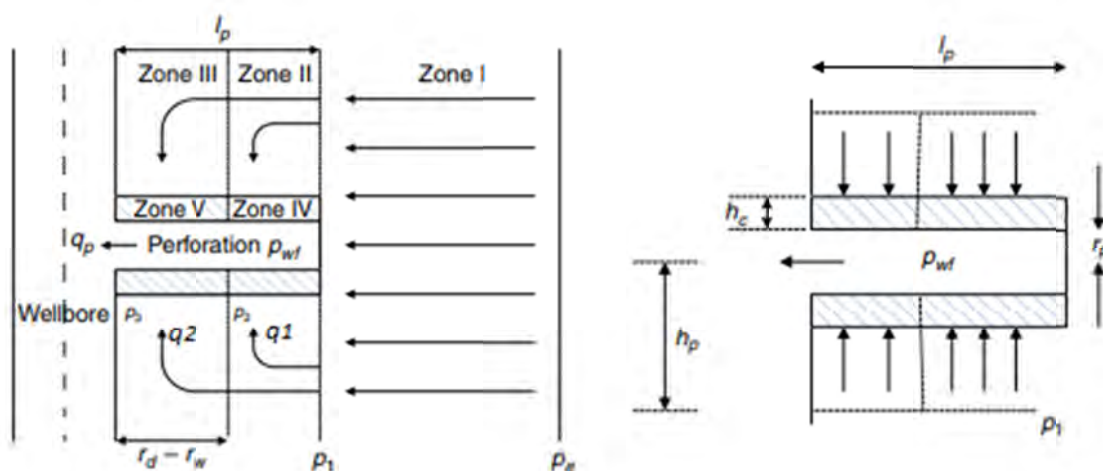


Рисунок 1. Модель двойного радиального потока [2]

Принимаем во внимание, что коллектор однородный с низкой проницаемостью, толщина постоянная; учитываем течение жидкости с предельным градиентом давления; скважина вертикальная перфорированная; давление на контуре питания поддерживается постоянным; фильтрационный поток жидкости однофазный; порода и жидкость несжимаемые; не учитываем капиллярное давление, силы тяжести и перепад давления в отверстии.

Сначала рассмотрим течение жидкости в зоне I – от контура питания до внешней границы перфорированной зоны. В данном диапазоне поток является плоскорадиальным.

Зона I представляет собой неперфорированную зону пласта с естественной проницаемостью [3]. Радиус внешней границы равен r_e , а радиус внутренней границы равен сумме радиуса ствола скважины r_w и глубины проникновения перфорации l_p . Проницаемость равна k , а предельный градиент давления – λ [4]. Таким образом, перепад давления в этой зоне будет выражаться уравнением (1):

$$p_e - p_1 = \frac{q\mu B}{2\pi kh} \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w + l_p}\right) + \lambda(r_e - r_w - l_p). \quad (1)$$

Зона II – это зона проникновения фильтрата рабочего раствора, перфорирована. Она включает в себя зону кольматации (зона IV), которая является неповрежденной зоной до перфорации.

Зона II: радиус внешней границы равен h_p – половина расстояния между перфорационными отверстиями одинакового размера, вычисляется по формуле $h_p = 180/(\theta \cdot n_s)$, где θ – угол фазы и n_s – плотность дроби. Радиус внутренней границы равен r_c . Проницаемость равна k . Приток вокруг единичного перфорационного отверстия в этой зоне равен q_1 . Перепад давления в этой зоне выражается уравнением (2):

$$p_1 - p_2 = \frac{q_1\mu B}{2\pi k(r_w + l_p - r_d)n_s h} \ln\left(\frac{h_p}{r_c}\right) + \lambda(h_p - r_c). \quad (2)$$

Зона IV: радиус внешней границы равен r_c , радиус внутренней границы равен r_p , проницаемость равна k_1 , а перепад давления в этой зоне выражается уравнением (3):

$$p_2 - p_{wf} = \frac{q_1\mu B}{2\pi k_1(r_w + l_p - r_d)n_s h} \ln\left(\frac{r_c}{r_p}\right) + \lambda(r_c - r_p). \quad (3)$$

Зона III – это загрязненная зона пласта. Включает в себя зону V, которая до перфорации уже была подвержена кольматации.

Зона III: радиус внешней границы равен h_p , радиус внутренней границы равен r_c , а проницаемость равна k_d . Приток вокруг единичного перфорационного отверстия в этой зоне равен q_2 . Перепад давления в этой зоне выражается уравнением (4):

$$p_1 - p_3 = \frac{q_2\mu B}{2\pi k_d(r_d - r_w)n_s h} \ln\left(\frac{h_p}{r_c}\right) + \lambda(h_p - r_c). \quad (4)$$

Зона V: радиус внешней границы равен r_c , радиус внутренней границы равен r_p , проницаемость равна k_2 , а перепад давления в этой зоне выражается уравнением (5):

$$p_3 - p_{wf} = \frac{q_2\mu B}{2\pi k_2(r_d - r_w)n_s h} \ln\left(\frac{r_c}{r_p}\right) + \lambda(r_c - r_p). \quad (5)$$

Решая совместно уравнения (1)-(5), получаем формулу притока к вертикальной перфорированной скважине:

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p_{wf})}{\mu B \xi} \cdot \left(1 - \frac{\lambda(r_e - l_p - r_w + h_p - r_p)}{p_e - p_{wf}} \right), \quad (6)$$

где $\xi = \ln \frac{r_e}{r_w + l_p} + \frac{1}{n_s} \left(\frac{r_w + l_p - r_d}{\ln \frac{h_p}{r_c} + \frac{k}{k_1} \ln \frac{r_c}{r_p}} + \frac{r_d - r_w}{\frac{k}{k_d} \ln \frac{h_p}{r_c} + \frac{k}{k_2} \ln \frac{r_c}{r_p}} \right)^{-1}$.

На основе уравнения (6) был рассчитан приток жидкости к вертикальной перфорированной скважине по следующим данным: $p_e=30$ МПа, $p_{wf}=17$ МПа, $h=20$ м, $k=0,006$ мкм², $B=1,15$, $\mu=4$ мПа·с, $r_e=200$ м, $r_p=0,6$ см, $n_s=0,2$ см⁻¹, $k_d=0,003$ мкм², $h_c=0,57$ см, $\theta=90^\circ$, $r_c=1,1$ см, $r_w=10$ см, $k_1=0,002$ мкм², $k_2=0,001$ мкм². На рисунке 2 представлена зависимость дебита скважины q от глубины проникновения перфорации l_p при различных значениях предельного градиента давления λ .

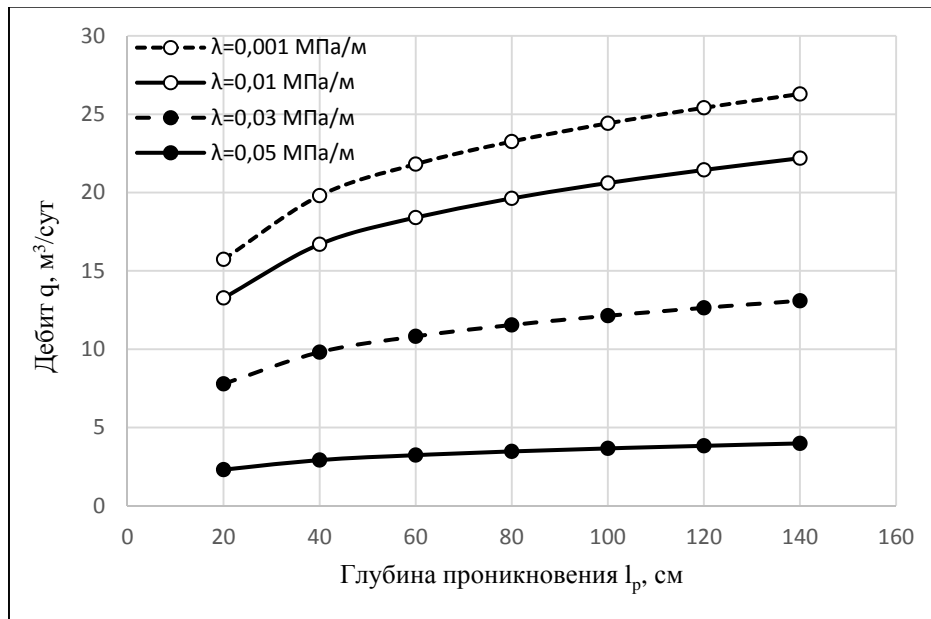


Рисунок 2. График зависимости притока жидкости к скважине от глубины проникновения перфорации при различных значениях предельного градиента давления

Вывод: опираясь на модель двойного радиального потока и принципа суперпозиции давления, было получено уравнение притока жидкости к перфорированной вертикальной скважине в коллекторе с низкой проницаемостью в случае полной перфорации загрязненной области пласта. По итогам вычислений (рисунок 2) видно, что приток жидкости к скважине растет при увеличении глубины проникновения перфорации в пласт, а также становится больше при низких предельных градиентах давления.

Библиографический список

1. McLeod J. The effect of perforating conditions on well performance / McLeod J., Harry O. – Direct text // Journal of Petroleum Technology – 1983. – №35 (01) – P. 31-39.
2. Minglu Wu. Calculation of perforated vertical and horizontal well productivity in low-permeability reservoirs / Minglu Wu, Jiamin Zhu, Longlong Li, Pengguang Li. – Direct text // SPE Drilling and Completion. – 2019. – № 35 (02) – P. 218-236.
3. Кумулятивная перфорация, проводимая на репрессии, на стенках перфорационных каналов. – 2014. – URL: <http://15rosneft.ru/osvoenie-skvazhin/kumulyativnaya-perforaciya-provodimaya-na.html> (дата обращения: 27.03.2022). – Текст : электронный.
4. Дударева О. В. Особенности фильтрации в низкопроницаемых коллекторах: специальность 01.02.05 «Механика жидкости, газа и плазмы»: автореф. дис. ... канд. техн. наук / О. В. Дударева. – Уфа, 2016. – 20 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Колев Ж. М., канд. техн. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

INVESTIGATION OF FLUID INFLOW TO A VERTICAL WELL IN A LOW-PERMEABILITY RESERVOIR

Author: Makuhina E. A., student, makyhinaliza@mail.ru

Research supervisor: Kolev Zh. M., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Tyumen Industrial University.

Abstract: in this article, the inflow of liquid to a perforated vertical well, which opens a collector with low permeability, was investigated. We considered a model with a double radial flow. To account for the filtration characteristics of a low-permeable reservoir, a threshold pressure gradient was used.

Keywords: low-permeability reservoir, vertical well, radial flow, threshold pressure gradient, rate, perforation.

УДК 624.05

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКТНО-БЛОЧНОГО МЕТОДА СТРОИТЕЛЬСТВА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Юрганова Е. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье рассмотрен комплектно-блочный метод строительства, в том числе применяемый в компании ПАО «Газпром-

нефть». Названы основные преимущества данной технологии. Блочномодульное строительство объединяет в себе различные технологии современного строительного производства.

Ключевые слова: блочно-модульное строительство, месторождение, индустриализация строительства, блок-модульная конструкция, строительство.

Комплектно-блочный метод организации строительного процесса является перспективным, развивающимся направлением в строительстве, данный вид организации дает гарантию высокой производительности, сбережения временных ресурсов и качества строящихся объектов.

Блочномодульное строительство способно объединить в себе разносторонние течения в технологии строительства объектов при помощи модулей СКИД, блок-боксов и крупнообъемных блоков.

Компания ПАО «Газпромнефть» прикладывает большое количество ресурсов для внедрения и использования новейших технологий, способных повысить экономическую эффективность и производительность технологических процессов.

ПАО «Газпромнефть» имеет широкий спектр знаний и опыта в технологиях блочно-модульного строительства в отрасли возведения объектов нефтегазовой инфраструктуры. В частности, причиной для такого внимания служит заинтересованность в необходимости сокращения сроков строительства, возведение функционирующих в полном объеме мобильных зданий и сооружений, модернизация в сторону упрощения строительства при помощи стандартизации процессов строительства:

- монтажных работ;
- проектировочного этапа с целью создания типовых серий объектов;
- создание баз данных с необходимыми каталогами продукции унифицированных блоков-модулей.

Регулярное открытие месторождений вдали от промышленных районов с развитой инфраструктурой, а также в акваториях морей постоянно дает толчок для развития блочно-модульных технологий строительства в нефтегазодобывающей отрасли.

Создание оборудования для нефтегазового промысла в блочном варианте предоставляет возможность выполнять основной объем работ в условиях завода, что ускоряет и упрощает процесс строительства на месторождениях. Крупные блоки и отдельные узлы проходят сборку «на месте», что является отражением более качественного производства.

Так, например, фонтанная арматура проходит совместную сборку с манифольдом. Все необходимые детали: задвижки, камера пуска резинового разделителя, штунцевая камера, которые служат для запуска в трубопровод с целью очистки нефтепровода в рабочем процессе от начала скважины до замерной установки, собираются совместно.

В процессе строительства дожимной насосной станции в варианте блочного строительства на фундамент сразу устанавливаются сепараторы с полным возможным функционалом. В него входят:

- предохранительный клапан;
- задвижки на приемных и выкидных линиях;
- датчики уровня.

Также на фундамент устанавливают насосный блок. Сам насос в паре с электродвигателем проходит монтаж в общей раме, в результате чего – центрируется, после этого закрепляются приёмный и выкидной патрубки с задвижками. Следовательно, в процессе полевых работ необходимо выполнить два сварочных стыка и устройство начнет работу.

Полностью в условиях завода изготавливают блочные кустовые насосные станции для закачки воды в нефтяные пласты, транспортировка на строительную площадку осуществляется отдельными блоками, также завозят горизонтальные емкости с полным функционалом, с дальнейшей установкой на подготовленный ранее фундамент.

Также полностью с применением модульно-блочной технологии строительства осуществляется монтаж жилых домов в поселках с целевым проживанием людей профессий, связанных с производством нефти и газа

В связи с ростом добычи нефтяных и газовых ресурсов увеличивается количество скважин и сопутствующих наземных объектов комплексно-блочное строительство развивается стремительно и имеет массу преимуществ, перед консервативными методами застройки на месторождениях:

- высокая производительность;
- экономия времени;
- экономия трудовых ресурсов;
- качество возводимых объектов.

Суть и успешность комплексно-блочного строительства заключается в гарантированном качестве, так как части производства изготавливаются непосредственно в условиях завода и поставки «на место» осуществляются в практически или уже готовом виде, и проверка деталей производится в условиях предприятия.

Комплексно-блочный метод способен увеличить производительность труда и экономическую эффективность проектов почти в четыре раза.

Библиографический список

1. Огудов А. Г. Внедрение индустриального метода строительства с использованием узлов максимальной заводской готовности / А. Г. Огудов, Л. И. Андрианова, А. П. Пнев. – Текст : непосредственный// Нефть и газ Западной Сибири. – 2013. – Ч. 1. – С. 121-123.

2. Кожушков И.П. Перспективные методы блочно-модульного строительства нефтегазовых объектов с применением суперблоков / И. П. Ко-

жушков, А.П. Смирнов. К.В. Колонских. – Текст : непосредственный// ПРОНефть. – 2019. – № 2. – С. 71-75.

3. Захарова М. В. Опыт строительства зданий и сооружений по модульной технологии / М. В. Захарова, А. Б. Пономарев. – Текст : непосредственный// Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Строительство и архитектура. – 2017. –Т. 8. – № 1. – С. 148-155.

4. Производство инновационной продукции для обустройства нефтегазовых месторождений. – Текст : непосредственный. // Территория Нефтегаз. 2013. № 2. С. 86-89.

5. Минкин М. А. Особенности обустройства северных нефтяных и газовых месторождений России и основания и фундаменты зданий и сооружений объектов обустройства // М. А. Минкин. – Текст : непосредственный. Вестник МГСУ. 2006. № 1. С. 180-187.

Научный руководитель: Коркишко А. Н., кандидат технических наук, Тюменский индустриальный университет.

COMPLETE-BLOCK METHOD OF CONSTRUCTION AT THE FIELDS

Author: Yurganova E. S., student, katerina.yurganova@mail.ru

Research supervisor: Korkishko A. N., Candidate of Technical Sciences, Tyumen Industrial University.

Abstract: this article discusses the complete-block construction method, including that used in the company PJSC Gazpromneft. The main advantages of this technology are named. Block-modular construction combines various technologies of modern construction production.

Key words: block-modular construction, deposit, industrialization of construction, block-modular construction, construction.

СЕКЦИЯ 5.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

УДК 624.074.433

КОНСТРУКТИВНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ
И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ

Волынец С. И., аспирант
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В статье рассмотрена трансформация конструктивной схемы трубопровода от полно металлической к неоднородной. Приведен пример первой в мире реализации сложной подводной магистрали на основе новой конструктивной схемы трубы. Сделаны выводы об эффективности и применимости новых трубопроводов при различных условиях.

Ключевые слова: трубопровод, подводная прокладка, Северный поток, бетонная оболочка, транспортировка нефтепродуктов, газопровод.

История использования трубопроводов для транспортировки нефти и газа насчитывает более 100 лет: первый трубопровод был построен в Бакинской губернии еще в Российской империи.[1] Ранние трубы были небольшими в диаметре (до 200 мм.) и производились, в основном, из стали. Основной проблемой такого решения была коррозия металла, которая значительно снижала срок службы магистрали. [2]

С развитием отрасли, труб малого диаметра стало не хватать для удовлетворения возрастающего спроса. Для решения проблемы стали прокладывать новые участки и повышать диаметр до 400-700мм. Эта тенденция продолжается и в наши дни. Уже сейчас можно встретить трубопроводы диаметром 1000-2000мм., с географией их распространения по всей России. Трубопроводы часто прокладывают в труднодоступных местах: гористой местности, обводненных грунтах и в агрессивных условиях крайнего севера.

Именно поэтому газопроводы и нефтепроводы сталкиваются с рядом проблем, таких как сейсмическая активность, всплытие в весеннее время года, морозное пучение, непредусмотренная продольная нагрузка из-за перепадов температуры, арочные выбросы с выходом трубы из проектного положения и аварии, вызванные резонансными явлениями.

Универсального решения не существует именно по той причине, что некоторые проблемы являются взаимоисключающими. Так, трубопровод, заложенный на большой глубине, в меньшей степени подвержен перепаду температур, чем труба, заложенная в грунт в северных регионах. Снижени-

ем влияния на трубу вышеперечисленных факторов занимаются многие ученые различных направлений: строительная механика, строительные материалы, трубопроводные системы и строительная химия.

Новое решение, уже получившее широкое распространение на территории России – трубы с оболочкой из тяжелого железобетона. Это является менее экономичным при монтаже и изготовлении, но позволяет снизить затраты на эксплуатацию, а также увеличить ее срок. Отличительной чертой такого трубопровода является то, что она, по своей сути, не нуждается в дополнительных пригрузах за счет большого собственного веса конструкции, а гидроизоляционный слой надежно защищен и не подвергается влиянию агрессивных сред и биологических факторов. [3]

Так, одним из крупнейших проектов с применением труб с покрытием из тяжелого железобетона является «Северный поток» - Газопровод, напрямую соединивший Россию и Европу суммарной протяжённостью 1224км (рис 1) от Выборга до Грайфсвальда для транспортировки до 55 миллиардов м³ газа в год.[3] При этом особенно важно то, что диаметр трубы на всём участке – 1220мм., что и позволяет транспортировать большое количество газа. Стоит также отметить, что это – первый в истории газопровод, позволяющий транспортировать газ на такое расстояние: энергии хватает не только на то, чтобы поставлять газ через Балтийское море без дополнительных компрессорных станций, но и чтобы транспортировать его еще на 100км. по суше. Применение новой технологии в настолько ответственном и масштабном проекте подтверждает необходимость ее более детального исследования.



Рисунок 1. Карта прокладки газопровода «Северный поток» и «Северный поток – 2»

Безусловно, такой трубопровод является менее экономичным в момент монтажа и производства, а его эффективность будет заметна лишь спустя длительное время, поэтому его применение ограничено стратегически-важными участками, которые планируется эксплуатировать от 50-ти лет. Учитывая, что некоторые месторождения могут исчерпать свои запасы через меньший промежуток времени, применение этой технологии будет иметь скорее выборочный, а не повсеместный характер [4].

Стоит обратить внимание на то, что такая труба является скорее неоднородной, а не металлической, что означает значительное конструктивное изменение и необходимость учета этого факта в расчетах, ведь технология покрытия трубы слоем железобетона необходима из-за увеличения ее диаметра, что не позволяет использовать стержневую теорию, которую применяют для расчета магистралей [5-7].

Применение нового типа трубопровода стало стратегическим решением, позволившим увеличить срок эксплуатации и снизить риск аварии, однако срок его окупаемости выше, чем у классических труб. Их применение также осложняет необходимость разработки нового метода расчета. Поэтому трубопроводы с покрытием из железобетона необходимо использовать в условиях, где применение стальных труб может привести к авариям: обводненные грунты, болотистая местность, подводная прокладка и северные регионы.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук МК-2681.2022.4 «Аналитические методы определения динамических характеристик тонкостенных трубопроводов большого диаметра в среде "труба-грунт" при стационарных и нестационарных воздействиях».

Библиографический список

1. Сулумов З. Х. Развитие Грозненской нефтяной промышленности в 1940-1950-е гг. / З. Х. Сулумов. – Текст : непосредственный. Манускрипт, 2017 г. – № 7, с. 192-199.
2. Джафаров Ф. К. Об истории нефтегазового дела в России и СССР/ Ф.К. Джафаров, А.Р. Бакиров. – Текст : непосредственный. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2011г. – № 11 с. 280-285.
3. Жизнин С. З. Экономические и геополитические аспекты «Северного потока – 2»// С. З. Жизнин, В. М. Тимохов. – Текст : непосредственный. Балтийский регион, 2019. – №3. – Т. 11. – С. 25-42
4. Маликова О. И. Стратегические ориентиры экспортной логистики Российской Федерации на европейском газовом рынке// О. И. Маликова, Е. К. Переход. – Текст : непосредственный. Государственное управление. Электронный вестник, 2018. – №71. – С. 16-30.

5. Разов И.О. Свободные колебания наземных газопроводов, обжатых продольной силой, с учетом упругого основания грунта// И. О. Разов, В. Г. Соколов. – Текст : непосредственный. Вестник гражданских инженеров. – 2013. – №1(36). – С. 29-32.

Научный руководитель: Соколов В. Г., д-р техн. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

DESIGN CHANGES AND PIPELINE EFFICIENCY

Author: Volynets S. I., graduate student, volynec-s@bk.ru

Research supervisor: Sokolov V. G., PhD, associate professor, Industrial University of Tyumen.

Abstract: the article considers the transformation of the structural scheme of the pipeline from fully metallic to heterogeneous. An example of the world's first implementation of a complex underwater highway based on a new pipe design scheme is given. Conclusions are drawn about the efficiency and applicability of new pipelines under various conditions.

Key words: Pipeline, underwater laying, Nord Stream, concrete shell, transportation of petroleum products, gas pipeline.

УДК 629.113

ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА АВТОМОБИЛЕЙ

Казаринов Ю. И., канд. техн. наук, доцент
Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В работе рассмотрены системы автосервиса и показана важность теоретического обоснования методов для их эффективной работы. Критерии и показатели эффективности автосервиса являются основой для оценки оптимальности его систем и автосервиса в целом, а также его предприятий и продукции. Первым шагом на пути решения этого вопроса является формулирование критериев и показателей эффективности автосервиса, влияющие на качество обслуживания автомобилей и уровень удовлетворенности (УУ) клиентов предприятия.

Ключевые слова: автомобиль, критерии, показатели, автосервис, техническое обслуживание и ремонт.

Качество автосервиса – это качество социально-экономической системы. Ее можно сравнить с системой медицинского обслуживания, транс-

портным обеспечением и тому подобное. Так как нельзя судить о качестве системы медицинского обслуживания по количеству и прибыльности аптек и стоматологических клиник, так нельзя оценивать эффективность автосервиса по количеству дилеров в индустриальном городе и их доходности. Поэтому определение критериев и показателей эффективности автосервиса и законодательного регулирования является необходимым условием достижения качества автосервиса как системы.

На наш взгляд критериями эффективности автосервиса является:

1. Социально-экономическая эффективность автосервиса.
2. Удовлетворение потребностей потребителей.
3. Удовлетворение общественных потребностей.
4. Эффективное использование ресурсов.
5. Доходность, эффективность и развитие бизнеса.

Социально-экономическая эффективность автосервиса – это величина экономического результата использования автомобилей и определяется добавленной стоимостью, которую создает автомобильный транспорт в результате его использования [1, 2]. Если какая-либо из подсистем автомобильного транспорта, хотя бы одна, не соответствует требованиям, наступает потеря социально-экономической эффективности и автомобиль приносит гораздо меньше пользы по сравнению его возможностями. Кроме экономических потерь, если не развита система автомобильного транспорта, возникают социальные потери, осложнения нормальной повседневной жизни людей, использующие повседневно автомобиль как средство передвижения. Очевидно, что для обеспечения социально-экономической эффективности автосервиса автомобильный парк и автомобильная инфраструктура должны развиваться как одно целое.

Удовлетворение потребностей потребителей – это показатель, который определяется на базе оценок процесса и результата обслуживания удовлетворенности клиентов. Он определяет уровень качества, которое можно трактовать как совокупность свойств продукции, которые определяют степень пригодности ее для использования по назначению.

Удовлетворенность клиентов – это отношение между ожиданиями клиентов и выполнением этих ожиданий. Для предприятий автосервиса УУ клиентов очень важен, ведь стоит вопрос «будет ли клиент в следующий раз пользоваться услугами автосервиса» и «будет ли он рекомендовать другим услуги этого автосервиса».

Удовлетворение общественных потребностей – это система показателей, с помощью которых оценивается влияние автосервиса на социальные, экономические, экологические, технологические и другие аспекты состояния и развития общества.

Например, дефицитный советский автосервис приносил обществу экономические потери, которые превышали доходы системы автосер-

веса в 10 раз. Недостаточный уровень технического состояния парка автомобилей в связи с некачественным автосервисом ведет к росту ДТП и ухудшению экологии. Не развитость сети дорог, нехватка стоянок, неумеренное скопления автомобилей в городах ведет к пробкам и нерациональному использованию автомобиля. При таких условиях теряет целесообразность сама автомобилизация. Вместо выгод она приводит к потере ресурсов и не удовлетворяет общество в транспортных потребностях.

Эффективное использование ресурсов. Есть два аспекта эффективности использования ресурсов: Сокращение полной стоимости использования автомобиля и объемов обслуживания и ремонта за счет применения компьютеризации и дополнительных функций для повышения его экологичности, надежности и ремонтпригодности [2, 4, 5].

2. Повышение эффективности использования ресурсов. Предприятия автосервиса предусматривают такое соотношение стоимости материальных активов и уровню его деловой репутации, при которой, даже в условиях абсолютного роста стоимости материальных активов, их удельный вес уменьшается в стоимости деловой репутации.

Прибыльность и эффективность бизнеса зависит от эффективности маркетинга, инноваций и менеджмента организации с точки зрения экономической эффективности использования ресурсов [3, 4]. Если речь идет о конкретном предприятии автосервиса, то его доходность зависит от уровня использования потенциала рынка, мощности, уровня его загруженности, рентабельности услуг. Все перечисленные критерии и показатели качества систем и процессов автосервиса сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Критерии и показатели качества систем и процессов автосервиса

Система	Критерии оценки качества	Показатель качества
Доходность и эффективность бизнеса.	Уровень прибыли на единицу инвестиций. Стабильность бизнеса. УУ для всех сторон.	Прибыль на единицу ресурсов. Стоимость деловой репутации. Уровень использования мощностей и ресурсов. Прирост доли рынка и рыночного потенциала.
Система автосервиса в целом.	Социально-экономическая эффективность автомобилизации.	Эффективность использования автомобиля. УУ клиентов. Расходы время клиента в час. Трудоемкости ремонта. УУ общественных потребностей. Безопасность автомобиля. Экологическая безопасность парка. Прибыльность предприятий. Качество услуг (обслуживание и ремонт).

Предприятие автосервиса	Доходность. Развитие бизнеса. Сохранение рабочих мест. Удовлетворение потребностей потребителей. Доля рынка. Использование рыночного потенциала. Экономическая эффективность. Соответствие регламентам.	Прибыль на единицу ресурсов. стоимость деловой репутации. Рентабельность. Коэффициент Использования мощностей. Коэффициент использования рабочего времени. Уровень удовлетворения потребностей потребителей и других заинтересованных лиц Соответствие экологическим и другим требованиям. Тренд доли рынка, прибыли и других показателей. Судьба постоянных клиентов. Тренд судьбы постоянных клиентов.
Дилерская сеть продучента.	Объем продаж автомобилей. Развитие дилерской сети. УУ клиентов. Полнота номенклатуры услуг.	Количество проданных автомобилей, объем продаж запасных частей, аксессуаров, услуг. Доходы и прибыль. КУК. Использование потенциала рынка. Доля рынка автомобилей марки. Доставка дилеру запасных частей – 0,5 суток.
Независимый автосервис.	Уровень поддержки Исправности автомобилей. УУ клиентов. Соответствие мощностей парка.	Количество автомобилей на пост и на СТО. Уровень ДТП по причинам технической неисправности автомобилей. Расстояние между СТО. Расстояние до СТО для клиента. Структура и полнота услуг для клиентов. Уровень специализации СТО по маркам и услугами. Доля рынка. КУК (SCI).
Обслуживание клиентов.	Качество обслуживания, качество сервиса.	Коэффициент удовлетворенности клиентов (SCI).

Здесь КУК – коэффициент удовлетворенности клиентов.

Библиографический список

1. Управление автосервисом : учеб. пособие для вузов / Л. Б. Миротин, А. А. Ряховский, М. Ю. Останенко [и др.] ; под общ. ред. Л. Б. Миротина. – М. : Экзамен, 2004. – 320 с. – Текст : непосредственный.

2. Овсянкин А. М. Эффективное управление требованиями в проектах автотранспортных предприятий / А. М. Овсянкин, Ю. И. Казаринов. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень, 2019. С. 252-256.

3. Казаринов, Ю. И. Методология формирования корпоративных систем технического обслуживания и ремонта транспортных и транспортно-

технологических машин и оборудования: учебное пособие / Ю. И. Казаринов – Тюмень: ТИУ, 2020. – 97 с. – Текст: непосредственный.

4. Казаринов Ю. И. Совершенствование процесса анализа неисправностей деталей автомобиля на основе отчета 8D / Ю. И. Казаринов, Э. А. Закиров. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века : материалы XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков (Нижевартовск, 2020 г.) / отв. ред. Н. В. Абрамов, В. Я. Мауль, О. А. Шестопалова. – Тюмень : ТИУ, 2021. – Т.2. – С. 234-237.

5. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. – Тюмень, 2021. – С. 249. – Текст : непосредственный.

PRODUCTIVITY INDICATORS OF MAINTENANCE AND REPAIR OF CARS

Author: Kazarinov Yu. I., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, kazarinovji@tyuiu.ru, Industrial University of Tyumen.

Abstract: The paper considers car service systems and shows the importance of theoretical justification of methods for their effective operation. Criteria and productivity indicators of a car service are the basis for evaluating the optimality of its systems and the car service as a whole, as well as its enterprises and products. The first step towards solving this issue is the formulation of criteria and productivity indicators of a car service that affect the quality of car service and the level of customer satisfaction of the enterprise.

Keywords: car, criteria, indicators, car service, maintenance and repair.

УДК 621.892

КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОТОРНОГО МАСЛА

Рустамов К. А., студент

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Аннотация. В статье представлен критерий оценки состояния моторного масла, учитывающий эксплуатационные показатели моторных масел, изменяющихся под влиянием картерных газов. Выполнена проверка характера его проявления в соответствии с экспериментальными данными. Предложенный критерий позволяет выполнять оценку эксплуатационного состояния моторного масла, например, по мере расходования двигателем своего ресурса.

Ключевые слова: моторное масло, эксплуатационные свойства, критерий оценки, картерные газы, наработка двигателя.

Вопросам всесторонней оценки влияния картерных газов на эксплуатационные показатели моторных масел, на наш взгляд, внимание уделено недостаточно. Влияние картерных газов на изменение эксплуатационных показателей моторного масла представляется очевидным и неотъемлемо присущим при протекании рабочих процессов в цилиндрах двигателя в картерном пространстве по мере израсходования его ресурса. При этом эффективность отвода картерных газов предопределяется конструкцией системы вентиляции картера двигателя, а снижение аэрации, вспенивания моторного масла – как свойствами масла, так и конструктивными особенностями систем смазывания двигателя [1, 2].

Очевидным представляется факт того, что наработка двигателя T до очередного ремонта, режим работы двигателя (частота вращения коленчатого вала n , нагрузка p_e), давление картерных газов p_k будут предопределять характер протекания процессов химико-механического взаимодействия жидкой фазы – моторного масла, газообразной фазы – картерных газов на границах их раздела. И как следствие таких процессов, будет иметь место изменение значений эксплуатационных показателей, которым уделяется первоочередное внимание при диагностике масел во время эксплуатации двигателей. Как известно в первую очередь к ним относятся: кинематическая вязкость γ , щелочное число TBN , кислотное число TAN , температура вспышки в открытом тигле [1]. На первый взгляд, взаимосвязь между параметрами состояния двигателя и эксплуатационными показателями моторного масла можно представить в общем виде и объединить в систему уравнений (1):

$$\begin{aligned} \gamma_{100} &= f(T, n, p_e, p_k), \\ TBN &= f(T, n, p_e, p_k), \\ TAN &= f(T, n, p_e, p_k). \end{aligned} \quad (1)$$

Из системы уравнений (1) следует, что параметры, выступающие в роли аргументов функции, по совокупности отображения характера протекания рабочих процессов в двигателе и взаимосвязи между собой, представляется возможным выразить в виде безразмерного критерия оценки нагружения моторного масла картерными газами

$$\pi_k^m = T \cdot n \cdot \frac{p_e}{p_k}, \quad (2)$$

где p_e – нагрузка на двигатель (среднее эффективное давление за цикл), МПа. Как вариант возможно использовать разрежение на впуске p_0 , которое представляется не расчетным, а экспериментально определяемым при диагностировании двигателя.

В свою очередь, эксплуатационные показатели масла предлагается представить также в виде безразмерного комплексного оценочного критерия E_M (3). Тогда система уравнений (1) примет вид:

$$E_M = \frac{\gamma_{100}^H \cdot TBN}{\gamma_{100}^\tau \cdot TAN} = f(\pi_k^m), \quad (3)$$

где γ_{100}^H и γ_{100}^τ – номинальное и текущее значения кинематической вязкости, $\text{мм}^2 \cdot \text{с}^{-1}$.

Исходя из приведенной, текущий контроль процесса взаимодействия картерных газов с компонентами моторных масел по его эксплуатационным показателям даст возможность получить математические модели проявления предложенного комплексного оценочного критерия E_M в зависимости от наработки двигателей T . Т. е. представляется возможным получить закономерности «старения» моторных масел. Однако для этого требуется длительное время для сбора и обработки весьма большого массива данных.

В тоже время получить подобную картину возможно значительно быстрее, если в лабораторных условиях произвести физическое моделирование такого процесса. Действия будут сводиться к имитации насыщения моторного масла картерными газами. При этом параметром оценки возможной наработки моторного масла будет время его насыщения t , которое предлагается рассматривать как параметр ускорения моделируемого физического процесса с использованием реального двигателя. Тогда выражение (3) примет вид:

$$E_M = f\left(\frac{t \cdot n \cdot p_0}{p_k}\right), \quad (4)$$

Таким образом, с учетом работы, например, автомобильного двигателя. построение математической модели вида (4) будет сводиться к следующему. Во-первых, необходимо получить образцы масел, взаимодействующих с картерными газами реального двигателя на соответствующих режимах его работы. Во-вторых, необходимо исследовать образцы масел по показателям и определить значения критерия E_M . В-третьих, необходимо определить коэффициенты функциональной зависимости, которой будут графически аппроксимироваться полученные статистические данные.

Графоаналитические модели предлагается получать для масел, нагружаемых картерными газами с соответствующей динамикой взаимодействия. Причем динамика взаимодействия будет предопределяться длительностью и интенсивностью насыщения мерных объемов свежих мотор-

ных масел картерными газами реальных двигателей с учетом износа сопряжений «кольцо-цилиндр», например, 50%, 65%, 75%, 90%. Полученные модели позволят, например, определить время (период эксплуатации двигателя) необходимого целесообразного воздействия (управления), например, на систему вентиляции картера [2, 4]. Т. е. становится возможным давать прогнозную оценку сохранения эксплуатационных показателей моторных масел с учетом изнашивания цилиндропоршневой группы и принудительного управления эффективностью работы системы вентиляции картера. Однако для этого необходимо определить порядок перехода от времени моделирования t к текущей наработке T .

Взаимодействие компонентов жидкой и газообразных фаз может протекать как по поверхностям отдельно взятых мелкодисперсных частиц (молекулах), так и в их сосредоточениях – объемах. Также важным является то, какие по строению и массе углеводороды представляют основу моторного масла – минеральные, полусинтетические, синтетические смазочные композиции с комплексом присадок, которые определяют назначение моторных масел и их эксплуатационные режимы работы.

Выполнив оценку критерия E_M для моторного масла G-Profi PSN 40 (применяется в газопоршневых двигателях большой мощности силовых электростанций) при обработке результатов экспериментальных исследований, опубликованных в работе [1], получены среднестатистические результаты (рис. 1). Из них следует, что критерий E_M с увеличением наработки двигателей уменьшается по экспоненциальной зависимости. При этом достоверность аппроксимации данных составила $R^2 = 0,95$. а ее математическое выражение приняло следующий вид:

$$E_M = 7,23 \cdot e^{-0,001T}. \quad (5)$$

где T – наработка двигателя, моточас; $a = 7,23$ и $b = -0,001$ – коэффициенты экспоненциальной зависимости для моторного масла G-Profi PSN 40.

Из приведенных результатов вытекает следующее. Во-первых, критерий способен отобразить динамику изменения эксплуатационных показателей моторного масла по наработке двигателей. Во-вторых, для установления закономерности его изменения необходимы расширенные статистические данные. В-третьих, для конкретно рассматриваемого класса моторного масла коэффициенты a, b уравнения (5) будут иметь исключительно свои значения – диапазоны. Более того, в каждом из классов с учетом расхода ресурса двигателя, например, 25%, 50%, 75%, 95%, эти значения могут выражаться поддиапазонами. Из чего следует, что складываются предпосылки к получению массива данных по предложенному критерию.

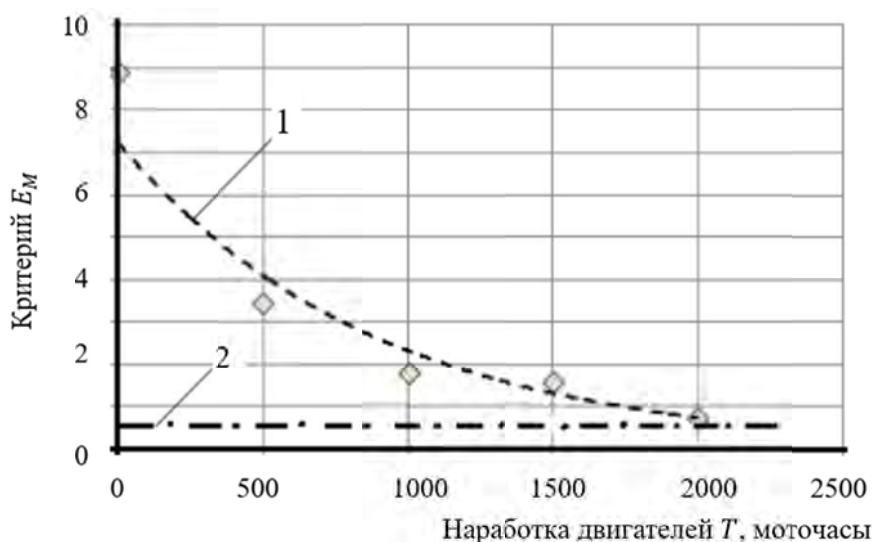


Рис. 1. Динамика изменения критерия E_M от наработки газопоршневых двигателей: 1 – текущие значения; 2 – критическое значение

В соответствии с этими данными, возможно, будет выполняться прогнозирование сохранения функциональности эксплуатационных свойств моторных масел по наработке двигателя, используемого на соответствующих режимах работы. Такими режимами, например, могут быть, «пробки», «трасса» и другие, при которых наблюдается разная интенсивность воздействия картерных газов на моторное масло, и соответственно, специфичное проявление механизма изменения численных значений отдельно взятых показателей, что влияет на прочность двигателя [5].

Вывод. Предложенный в работе комплексный критерий представляется значимым, поскольку его применение позволяет выполнять оценку эксплуатационного состояния моторного масла, например, по мере расходования двигателем своего ресурса.

Библиографический список

1. Изменение характеристик моторных масел и газопоршневых двигателях большой мощности / С. В. Корнеев, С. В. Пашукевич, А. Тришкин Р. В. Буравкин // Вестник СибАДИ, выпуск 4-5 (56-57). – 2017. – С. 36-42
2. Казаринов Ю. И. Совершенствование процесса анализа неисправностей деталей автомобиля на основе отчета 8D / Ю. И. Казаринов, Э. А. Закиров. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века : материалы XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков (Нижевартовск, 2020 г.) / отв. ред. Н. В. Абрамов, В. Я. Мауль, О. А. Шестопалова. – Тюмень : ТИУ, 2021. – Т.2. – С. 234-237.

3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли: монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксенова, С. В. Колесник. – Тюмень, 2021. – С. 249. – Текст : непосредственный.

4. Казаринов Ю. И. Критерий статического разрушения деталей подвижного состава / Ю. И. Казаринов. – Текст : непосредственный // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2017. С. 341- 345.

5. Казаринов, Ю. И. Методология формирования корпоративных систем технического обслуживания и ремонта транспортных и транспортно-технологических машин и оборудования: учебное пособие / Ю. И. Казаринов. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 97 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Бабюк Г. Ф., старший преподаватель филиала Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске.

CRITERIA FOR EVALUATING THE OPERATIONAL PROPERTIES OF ENGINE OIL

Author: Rustamov K. A., student, kaxriman.rustamov.02@mail.ru
Tyumen Industrial University, Nizhnevartovsk.

Abstract: The article presents a criterion for assessing the state of engine oil, taking into account the performance of engine oils that change under the influence of crankcase gases. The nature of its manifestation was verified in accordance with the experimental data. The proposed criterion allows you to evaluate the operational state of engine oil, for example, as the engine consumes its resource.

Key words: engine oil, operational properties, evaluation criterion, crankcase gases, engine operating time.

УДК 656.013

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАНСПОРТНОГО ПОТОКА: ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МОДЕЛИ КЕРНЕРА

Смирнов Ю. И., доцент, канд. техн. наук,
Национальный авиационный университет, г. Киев (Украина)

Аннотация. В работе предложена интерпретация модели Кернера динамики транспортного потока при переходе от свободной до плотной фазы, базирующейся на анализе экспериментальных данных. Исследованы процессы в транспортных потоках уличной сети города. Дано аналитическое описание перехода типа транспортного затора в результате самоорганизации системы. Аналитическое описание перехода между состояниями

транспортного потока позволит произвести в будущем дальнейшее развитие теоретических представлений о динамике транспортных потоков.

Ключевые слова: синергетическая модель Лоренца, транспортный поток, теория трех фаз Кернера, режимы транспортного потока, транспортный затор.

В настоящее время вопросам усовершенствования условий дорожного движения уделяется много внимания. Резкое увеличение количества транспортных средств, интенсификация дорожного движения обуславливают критически высокий уровень аварийности. А это в свою очередь, существенно влияет на загруженность улично-дорожной сети, способствует возникновению заторов и уменьшению скорости движения. В связи с этим, важное значение приобретают подходы, описывающие переходы между состояниями транспортного потока (свободным движением, согласованным движением и затором).

Анализ публикаций. В последнее время вопросу моделирования транспортных потоков в транспортной сети города уделяют значительное внимание. Для описания коллективных характеристик транспортного потока применяется много подходов. В [1, 2] показано, что переход между различными состояниями транспортного потока имеет свойство обычного фазового перехода жидкость-пар, где свободное и сложное движение автомобилей отвечает паровой и жидкой фазам соответственно. Переход между соответствующими состояниями происходит, когда плотность автомобилей достигает критического значения. Транспортный поток с увеличенной плотностью и неустойчивой однородной частью сопровождается возникновением затора на улично-дорожной сети. Таким образом, при данном фазовом переходе неупорядоченное состояние соответствует свободному движению транспортных средств с интервалом h , а упорядоченный – затору на дороге, когда свободное движение автомобилей с малой плотностью сосуществует с затором (большая плотность автомобилей).

С другой стороны, в [3, 4] выделяют три фазы транспортного потока: свободный поток, синхронизированный поток, широкий движущийся кластер автомобилей. Согласно работе [4] в плотном потоке выделяются две фазы, синхронизированный поток и широкий движущийся кластер автомобилей.

В рамках термодинамического приближения [1, 2] переход между состояниями транспортного потока представляется как фазовый переход первого рода, характер которого определяется расстоянием между автомобилями $\Delta x(t)$, которое играет роль объема или плотности, и обратным временем задержки (временем разгона/торможения) $1/\tau$, что соответствует температуре. Для описания используется уравнение движения n -го автомобиля:

$$\frac{dx_n}{d(t + \tau)} = V(\Delta x_n(t)). \quad (1)$$

Здесь задается оптимальная скорость $V(\Delta x_n(t))$, удовлетворяющая следующим требованиям: $V(\Delta x_n)$ – монотонно возрастающая функция; имеет верхнюю границу; при интервале между автомобилями, равному критическому значению h_c , имеет точку настройки.

В процессе исследований данной модели получено условие устойчивости, согласно которому при появлении незначительного воздействия в однородном потоке автомобилей, он остается стабильным, если время задержки соответствует неравенству

$$\frac{1}{\tau} > 2V'(h), \quad (2)$$

где $V'(h) = dV(\Delta x_n)/d\Delta x_n|_{\Delta x_n = h}$.

Для самой простой модели автомобилей, движущихся друг за другом величины

$$\eta = h - \Delta x, \Delta x = h - \eta, \quad (3)$$

где η – отклонение от оптимального значения интервала между транспортными средствами; Δx – реальное значение расстояния между транспортными средствами; h – оптимальное значение интервала между транспортными средствами.

$$v = \Delta \dot{x} = h/t_0 - v_0, \quad v = \Delta \dot{x} = -\dot{\eta}, \quad (4)$$

где v – скорость отклонения от оптимального значения интервала между транспортными средствами; $\Delta \dot{x}$ – реальное значение скорости отклонения от оптимального значения интервала между транспортными средствами.

Отклонение интервала между транспортными средствами и скорости его изменения от соответствующих оптимальных значений h и $h/t_0 - v_0$ (t_0 – характерный временной интервал, v_0 – скорость автомобиля) играют роль параметра порядка и сопряженного поля соответственно. Таким образом, поведение транспортного потока характеризуется величинами η , v и временем разгона/торможения τ , что сводится к управляющему параметру. Пусть указанные величины являются диссипативными, и их релаксация до равновесных значений описывается уравнением Дебая. Основой синергетического подхода является то, что положительная обратная связь между переменными η и τ может привести к самоорганизации системы, которая является причиной перехода между состояниями транспортного потока. Для обеспечения стабильности системы введем отрицательную обратную связь между η и τ . Полученные в результате уравнения, определяющие временные зависимости

$\eta(t)$, $v(t)$ и $\tau(t)$ формально совпадают с системой Лоренца, которая описывает самоорганизующуюся систему [2]:

$$\dot{\eta} = -\eta/t_\eta + v, \quad (5)$$

$$\dot{v} = -v/t_v + g_v \eta \tau, \quad (6)$$

$$\dot{\tau} = (\tau_0 - \tau)/t_\tau - g_\tau \eta v, \quad (7)$$

Здесь точка означает дифференцировку по времени; t_η , t_v , t_τ – соответственно времена релаксации; g_v , g_τ – дополнительные константы связи между динамическими переменными. Уравнения (5)-(7) являются основой самосогласованного описания модели автомобилей, движущихся друг за другом. Существенной особенностью данной модели является то, что в (6)-(7) входят нелинейные слагаемые с разными знаками, в то время как уравнение (5) – линейное. Вторая составляющая в правой части (6) описывает положительную обратную связь между отклонением интервала и временем разгона/торможения, в результате чего увеличивается значение v , что является причиной возникновения транспортного затора. Знак минус перед последним элементом в правой части уравнения (7) можно рассматривать как возникновение принципа Ле-Шателье, поскольку увеличение времени разгона/торможения τ приводит к возникновению потока машин, причем рост величин η и v мешает увеличению τ .

Согласно формуле (4) легко найти скорость автомобиля V в синхронизированном режиме, когда существует взаимодействие между транспортными средствами, приводящее к формированию транспортного затора. При этом значение скорости обусловлено проявлением синергетических эффектов, которые описываются системой уравнений [5].

$$V = \eta_e^m = \frac{1}{\sqrt{\eta_{00}^2 \mp \sqrt{\eta_{00}^4 + \eta_0^2(\tau_0 - \tau_c)}}} \cdot \left(1 \mp \frac{\eta_0^2 - \eta_{00}^2}{\sqrt{\eta_{00}^4 + \eta_0^2(\tau_0 - \tau_c)}} \right), \quad (8)$$

где η_e^m – стационарное значение отклонения интервала η , τ_0 – время разгона/торможения, характерное для однородного потока машин, τ_c – предельное (критическое) значение времени разгона/торможения автомобиля для неустойчивого состояния, $2\eta_{00}^2 = (\tau_0 - 1) - \tau_c \eta_0^2$.

Верхний знак в правой части уравнения (12) соответствует значению для неустойчивого состояния, а нижний знак соответствует устойчивому состоянию.

На основе полученных расчетов построим зависимости стационарного значения отклонения от оптимального значения интервала между транспортными средствами η_e^m и скорости V от значения τ_0 , определяющее время, необходимое автомобилю для достижения характерной скорости. Значение η_e^m , V , τ_0 приведены в относительных единицах.

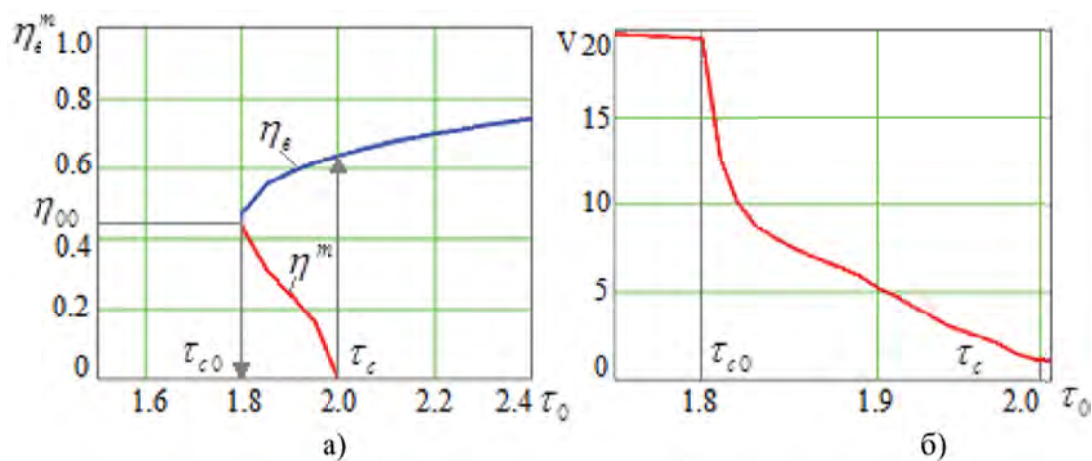


Рис. 1. – Зависимости стационарных значений отклонения интервала между автомобилями η_ϵ, η^m (а) и скорости автомобиля V от характерного времени τ_0 (б)

Выводы. В рамках адиабатического приближения модели Лоренца получена синергетическая интерпретация фазовой диаграммы Кернера перехода от свободного до плотного транспортного потока, основанного на анализе экспериментальных данных. Теоретически подтверждено наличие, согласно трудам Кернера о трех фазах в транспортном потоке: свободного, управляемого и широкого движущегося кластера.

Библиографический список

1. Кленов С. Л. Теория Кернера трех фаз в транспортном потоке – новый теоретический базис для интеллектуальных транспортных технологий/ С. Л. Кленов. – Текст : непосредственный // Труды МФТИ, 2010, том 2, №4, с. 75-89.
2. Казаринов, Ю. И. Исследование операций и моделирование транспортно-технологических систем : учебное пособие / Ю. И. Казаринов – Тюмень: ТИУ, 2022. – 108 с. – Текст: непосредственный.
3. Тамм И. Е. Основы теории электричества. И. Е. Тамм. – Москва: Наука, 1966. – 616 с. – Текст: непосредственный.
4. Казаринов, Ю. И. Методология формирования корпоративных систем технического обслуживания и ремонта транспортных и транспортно-технологических машин и оборудования : учебное пособие / Ю. И. Казаринов. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 97 с. – Текст: непосредственный.
5. Пинянский А.И. Качественные и численные методы исследования математической модели следования за лидером / А. И. Пинянский, А. П. Буслаев. – Текст : непосредственный // Т-Сотм: Телекоммуникации и транспорт. 2017. – Том 11, №8. – С. 27-31.

TRAFFIC STREAM MODELING: INTERPRETATION OF THE KERNER MODEL

Authors: Smirnov Yu. I., candidate of technical sciences, associate professor of National Aviation University (Kiev, Ukraine), yurii.smirnov@npp.nau.edu.ua.

Abstract: The paper proposes an interpretation of the Kerner model of traffic flow dynamics during the transition from a free to a dense phase, based on the analysis of experimental data. The processes in the traffic flows of the street network of the city are investigated. An analytical description of a traffic jam type transition as a result of system self-organization is given. An analytical description of the transition between the states of the traffic flow will allow further development of theoretical ideas about the dynamics of traffic flows in the future.

Key words: synergetic Lorentz model, traffic flow, Kerner's theory of three phases, traffic flow regimes, traffic jam.

УДК 629.3.072.2

РАЗРАБОТКА ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО МЕХАНИЗМА СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСМИССИЕЙ ТРАНСПОРТНОГО СРЕДСТВА ВЫСОКОЙ ПРОХОДИМОСТИ

Софронов Г. А., студент
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В статье рассматривается разработка исполнительного механизма системы дистанционного управления транспортным средством высокой проходимости, конструкция и устройство которого подробно описана в работе. Представлена трехмерная модель исполнительного механизма, разобраны его основные элементы и определены их характеристики. Разработанная система позволит обеспечить повышение безопасности перевозочного процесса и расширить область применения указанного транспортного средства.

Ключевые слова: Исполнительный механизм, дистанционное управление, транспортное средство, трансмиссия, коробка передач.

Чаще всего транспортные средства высокой проходимости используются в регионах с экстремальными условиями [1, 2]. Из-за эксплуатационных условий водители такой техники часто подвергаются опасности во время выполнения своих служебных обязанностей [3]. Перевод транспорта на систему дистанционного управления является одним из самых перспективных вариантов решения данной проблемы [4].

В рамках научной работы была разработана система дистанционного управления гусеничным снегоболотоходом «Пелец». В представленной

работе произведён обзор одного из основных блоков системы: исполнительного механизма коробки передач. Конструкция разработанного механизма показана на рисунке 1.

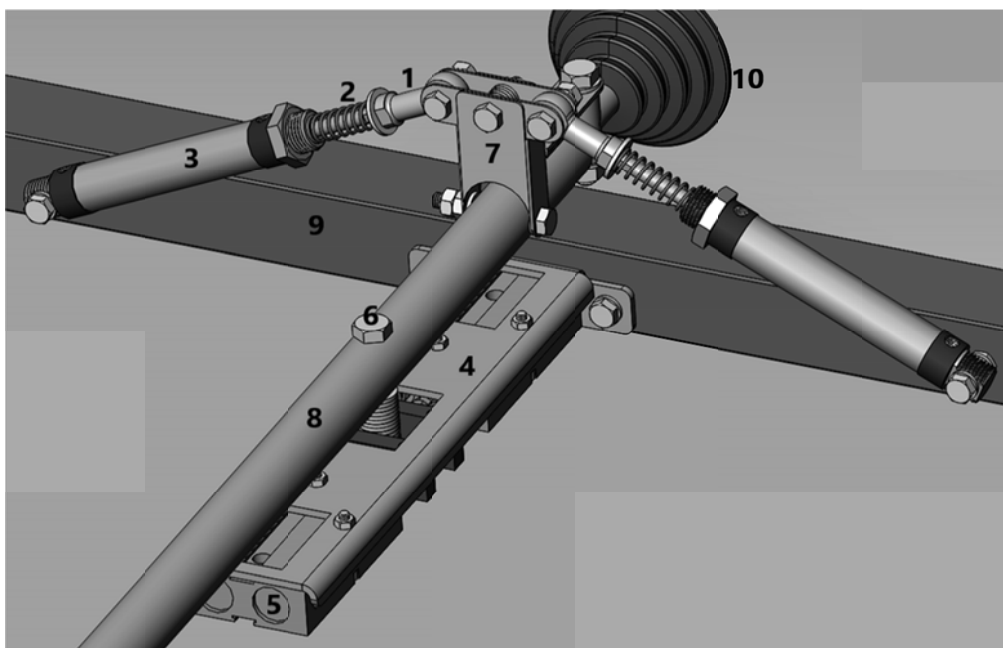
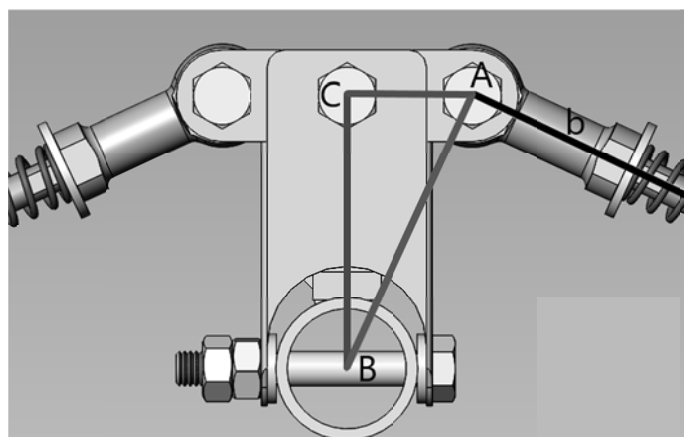


Рисунок 1. Исполнительный механизм коробки передач (общий вид)

Конструкция ИМКП представляет собой сборку, состоящую из пружин, пневмоцилиндров и элементов их крепления.

Что бы осуществить перемещение ручки выбора и переключения передач (10) на ней нужно создать момент качания порядка 5,7 Нм и усилие на включение передачи 250 Н.

Для создания требуемого момента, спроектирована Т-образная конструкция (7), собранная из двух пластин 60x16 мм, толщиной 1 мм и трубы прямоугольного сечения 30x15x1 мм, длиной 54 мм. Нижняя часть данного



элемента подвижно соединяется с тягой (8), а верхняя часть с обеих сторон через шаровые шарниры (1), соединяется со штоками пневмоцилиндров (3). Такая конструкция позволит погасить радиальное и линейное перемещение штока пневмоцилиндров по направлению движения тяги во время включения передачи.

Длины деталей Т-образной конструкции подби-

раются исходя из условия: гипотенуза АВ прямоугольного треугольника (рис. 2), образованного частью длины трубы ВС, а так же частью пластины СА, должна составлять прямой угол с главной осью пневмоцилиндра (b). Подобное расположение позволит снять наибольшую нагрузку со штоков пневмоцилиндров. Таким образом, при длине гипотенузы в 50 мм длины катетов ВС и АС равны 40 и 30 мм соответственно.

Для качания ручки КПП используются одноштоковые пневмоцилиндры двустороннего действия серии RAL с диаметром поршня 16 мм и ходом в 50 мм. Они располагаются зеркально относительно друг друга, а их основание подвижно крепиться к каркасной трубе (9) вездехода.

Пневмоцилиндры работают синхронно, это позволяет уменьшить их требуемые размеры для достижения нужного усилия. Общее усилие, созданное при их одновременной работе и минимальном давлении в 6 атм равно 198 Н в каждую сторону. Это даёт момент качания равный 9,9 Нм, что в 1,7 раз больше требуемой нагрузки. Данная перегрузка создаётся специально по нескольким причинам. Во-первых, необходим некоторый запас усилия, для обеспечения стабильной работы исполнительного механизма при непредвиденном увеличении требуемой нагрузки, связанной с наступлением холодов или иными причинами. Во-вторых, на штоках пневмоцилиндров установлены центровочные пружины 1086-0783 (2) диаметром 11 мм и длиной 45,1 мм. Пружины нужны, как и следует из названия, для возврата ручки переключения передач в нейтральное положение, при отключении указанных пневмоцилиндров. При максимальном угле наклона, они создают нагрузку сопротивления суммарно равную 53,4 Н, что так же требует запаса сил на её преодоление.

На рисунке 3 представлен механизм, обеспечивающий включение передач.

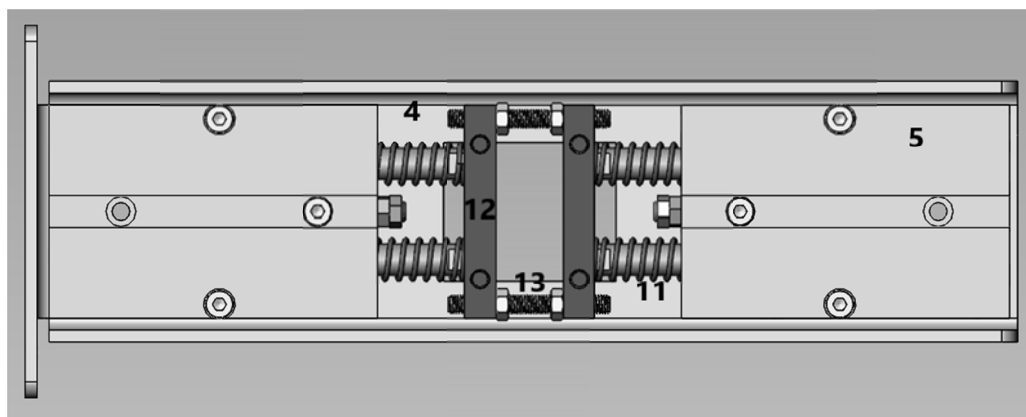


Рисунок 3. Механизм включения передач

За перемещение тяги и включение передач отвечают двухштоковые пневмоцилиндры (5) серии EN. Диаметр их поршней составляет 16 мм, а

ход 30 мм. Такие пневмоцилиндры довольно компактны, а так же имеют удобную форму для монтажа.

Они устанавливаются в специальный корпус (4) друг напротив друга и крепятся при помощи винтов. Их площадки (12) соединяются на расстоянии 16-18 мм при помощи шпильки (13). Шпилька вкручивается в готовые отверстия площадки и изнутри полученной конструкции фиксируется гайками для предотвращения откручивания. Получившийся короб передаёт движение на тягу через болт (6), вкрученный в неё. Снизу на болт надеваются шайбы и стягиваются гайкой.

При одновременной работе описанные пневмоцилиндры создают суммарное усилие равное 372,6 Н, что больше требуемой нагрузки. Запас сил в данном случае создан по тем же причинам, что и в предыдущем. На штоки цилиндров, устанавливаются пружины 1086-0782 (11) диаметра 11 мм и длиной 37,9 мм, суммарно создающие максимальную нагрузку сопротивления 96,8 Н. Они предусмотрены для центровки ручки КПП, а так же для предотвращения незапланированного включения передачи.

Ранее упоминаемый корпус (4), изготовлен из 3 мм стального листа, развёртка которого представлена на рисунке 4.

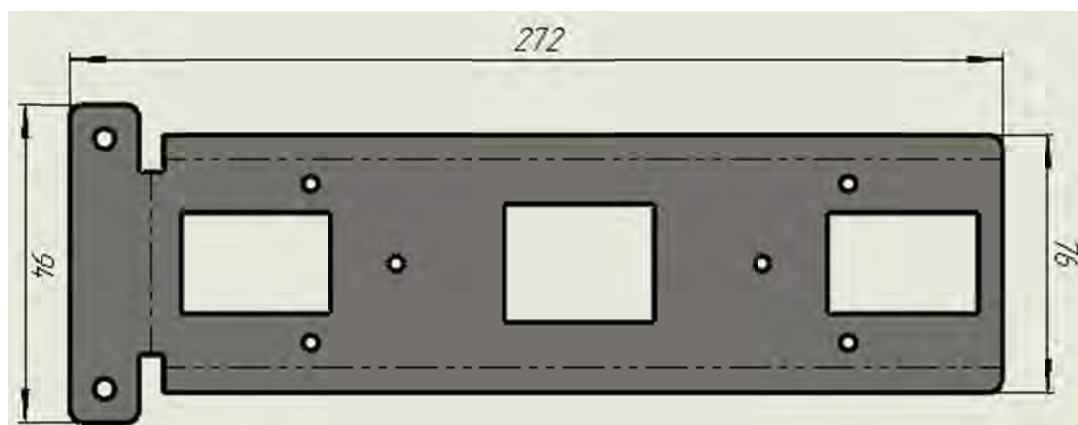


Рисунок 4. Развёртка корпуса

В корпусе предусмотрены технологические вырезы для установки и регулировки положения датчиков перемещения. Спроектированная конструкция корпуса не перекрывает по бокам цилиндров место для установки дополнительных датчиков и подсоединения пневмолинии. Корпус крепится к каркасной трубе вездехода с помощью болтов и гаек.

По итогам работы был спроектирован вариант исполнительного механизма для системы дистанционного управления трансмиссией вездехода, определены его основные составляющие и их характеристики, а так же рассмотрен принцип его работы.

Библиографический список

1. Леонов, В. А. Проходимость гусеничной машины по пересеченной местности / В. А. Леонов, М. Л. Хазин. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Горный журнал, 2021. – № 1. – С. 107-114.
2. Алешечкин, Н. Д. Методика обучения вождению гусеничных машин в районах крайнего севера и Арктики / Н. Д. Алешечкин. – Текст : непосредственный // Образование и наука в России и за рубежом. – 2021. – № 2 (78). – С. 112-122.
3. Дьяков, А. С. Основы метода проектирования ходовых систем безэкипажных наземных транспортных средств / Дьяков Алексей Сергеевич, Котиев Георгий Олегович. – Текст : непосредственный // Труды НАМИ, 2016. – № 4 (267). – С. 45-53.
4. Козин, Е. С. Внедрение мехатронной системы рулевого управления наземным транспортным средством высокой проходимости / Е. С. Козин, Г. А. Софронов. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник Поволжья, 2021. – № 12. – С. 118-121.

Научный руководитель: Козин Е. С., канд. техн. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет

DEVELOPMENT OF THE EXECUTIVE MECHANISM OF THE REMOTE CONTROL SYSTEM OF THE TRANSMISSION OF A HIGH-PASS VEHICLE

Author: Sofronov G. A., student, sofronov.george@yandex.ru

Research supervisor: Kozin E. S., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Industrial University of Tyumen.

Abstract: The article deals with the development of an executive mechanism of a remote control system for a high-traffic vehicle, the design and device of which is described in detail in the work. A three-dimensional model of the actuator is presented, its main elements are disassembled and their characteristics are determined. The developed system will improve the safety of the transportation process and expand the scope of the specified vehicle.

Key words: Actuator, remote control, vehicle, transmission, gearbox.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ДЛЯ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

Белоусова С. В.

Тюменский индустриальный университет, Россия
(628600, г. Нижневартовск, Ленина 2п, ст. 9, 89527230824),
e-mail: nnsavelieva@yandex.ru

Аннотация. Эксплуатация резервуаров для товарной нефти приводит к возникновению коррозии на их наружной и внутренней поверхностях. В процессе эксплуатации резервуаров стальных необходимо применять защитные покрытия от коррозии. Выбору оптимального защитного покрытия посвящено данное исследование.

Ключевые слова: резервуары вертикальные стальные, защитные покрытия от коррозии.

Каждый год увеличивается число используемых резервуаров и их парков. Резервуары представляют собой сложные технические конструкции, в которых хранятся легковоспламеняющиеся материалы и взрывчатые вещества. Эксплуатация резервуаров для товарной нефти приводит к возникновению коррозии на их наружной и внутренней поверхностях. В процессе эксплуатации резервуаров стальных характерно равномерное разрушение (равномерная коррозия) внутренней стенки или разрушение на границе сварного шва, перерастающее в язвенную коррозию. При равномерном распространении скорость коррозии может достигать значения до 1 мм/год, что является достаточно высоким показателем. Скорость питтинговой коррозии имеет еще более высокие предельные значения, которые составляют от 4 до 8 мм/год.

В исследовании была поставлена цель: выбор более оптимальной технологии защиты стенки и днища вертикальных стальных резервуаров товарной нефти от коррозии в процессе их непосредственной эксплуатации.

Для достижения поставленной цели были выбраны следующие задачи:

1. Изучить существующие методы защиты от коррозии;
2. Рассмотреть основные виды лакокрасочных материалов;
3. Определить наиболее эффективные покрытия для защиты резервуаров типа РВС от коррозии.

В конструкции резервуаров наиболее опасным элементом является днище (рис. 1). Это та часть резервуара, которая находится в постоянном контакте с подтоварной водой и содержит химически активные элементы, ускоряющие процесс коррозионного разрушения.

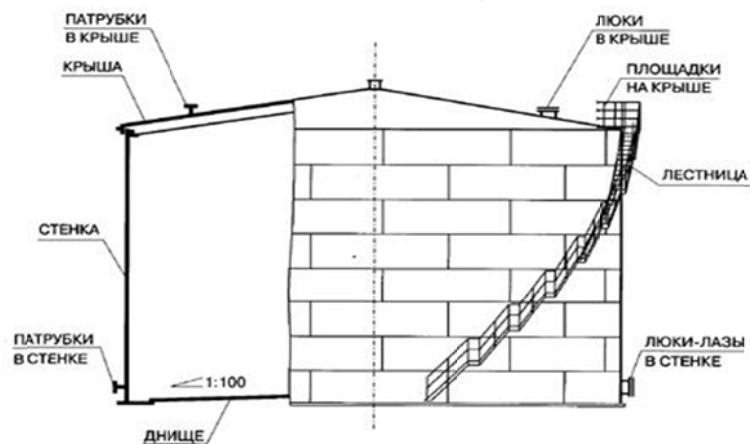


Рисунок 1. Резервуар типа РВС объемом 5000 м³

Для того чтобы избежать потери при эксплуатации резервуаров, необходимо применение антикоррозийных систем защиты. В целях обеспечения промышленной безопасности производственных работ и сохранения экономической эффективности процесса необходимо предпринять действия по снижению неизбежного развития коррозии резервуаров. Поэтому важным условием при проектировании данной технической установки является коррозионная стойкость материала, из которого изготовлена конструкция, и выбор дополнительных методов защиты материала, из которого будет изготовлен резервуар для хранения товарной нефти, нефтепродукта или флюида, в процессе его подготовки до характеристик товарного качества. Это особенно важно для длительной эксплуатации резервуаров.

Для того чтобы подобрать наиболее эффективный способ, следует рассмотреть самые распространенные методы защиты от коррозии наружной и внутренней поверхности стенки резервуаров, их крыши и днища (рис. 2).



Рисунок 2. Существующие методы защиты от коррозии

Одним из более распространенных способов защиты являются лакокрасочные покрытия (ЛКП). Стоимость покраски может достигать до 40-45% от первоначальной стоимости резервуара, но косвенные и прямые затраты на очистку от коррозионных разрушений в сочетании с экологическими штрафами могут значительно превышать данную сумму. Этот метод по сравнению с другими не уступает в эффективности, а также является простым в использовании и требует меньше экономических затрат. Основными преимуществами применения ЛКП являются дешевизна метода, небольшие затраты на их нанесение без применения горючих веществ. В последнее десятилетие произошло значительное расширение ассортимента новых отечественных и зарубежных покрытий, что затруднило выбор оптимального защитного покрытия как с точки зрения надежности защиты, так и обоснованности материальных затрат. Рассмотрим марки существующих производителей.

Таблица 1

Перечень ЛКМ и систем покрытий, разрешенных к применению покрытия для защиты поверхности резервуаров

Фирма	Страна	Система покрытий	Аттестация в ОАО ВНИСТ
Tambur	Израиль	EPITAMARIN ELEGANT AG-9PU TAM ELEGANT	+
Sigma Coatings	Нидерланды	SigmaCover 256 SigmaCover 456 Sigmadur 520	+
ООО «Разноцвет- Антикор»	Россия	УР-0432 «Уретан- Антикор» УР-1513 «Уретан- Антикор» АК-1511 «Разноцвет»	+
ООО «ГАММА»	Россия	ГАММА УР-11: Грунт «Эпипрайм» эмаль «Гамма УР-11»	+
Tambur	Израиль	EPITAMARIN ELEGANT AG-9PU TAM ELEGANT	+
AMERON	Нидерланды	DSP 210 Amerlock 2 Amercoat 450S	+
E WOOD	Великобритания	COPON POLYCOTE PRIMER COPON POLYCOTE MIO COPON POLYCOTE FINISH	+
International Protective Coatings	Великобритания	Interseal 670 HS Interthane 990	+

JOTUN	Великобритания	Barrier 77 Primastic White Hardtop AS White	+
PERMATEX	Германия	Permacor 1307/EG Permacor 1307	+
Sigma Coatings	Нидерланды	SigmaCover 256 SigmaCover 456 Sigmadur 520	+
International Protective Coatings	Великобритания	Interseal 670 HS Interthane 990	+

После проведения испытаний всех лакокрасочных покрытий наиболее эффективные результаты в работе показали такие покрытия как: Hempelur Mastic 45880 (Дания); Steelpant-tank (Германия); Виникор-цинк ЭП-057 (Россия); Цитонан (Россия). В ходе исследований было выявлено, что разница в эффективности защиты от коррозии резервуара типа РВС объемом 5000 м³ данных покрытий минимальна. Для того чтобы сделать выбор в пользу одной марки покрытия было принято решение рассчитать экономическую составляющую каждого из них.

Для расчетов был выбран резервуар типа РВС объемом 5000 м³. Для того чтобы узнать, сколько покрытия расходуется на полезную площадь поверхности, необходимо рассчитать расход на 1 м².

- Hempelur Mastic 45880: 0,22 кг × 825 руб. = 182 руб;
- Steelpant-tank: 0,327 кг × 850 руб. = 277,95 руб;
- Виникор-цинк ЭП-057: 0,4 кг × 532 руб. = 212,8 руб;
- Цитонан: 0,39 кг × 650 руб. = 253,5 руб.

Исходя из приведенных выше технологических расчетов наиболее экономичным будет лакокрасочное покрытие Виникор-цинк ЭП-057, страна-производитель Россия, 212,8. на 1 м².

Вывод: Был проведен сравнительный анализ методов защиты резервуаров вертикальных стальных от коррозионных разрушений. На основании полученных данных в качестве наиболее оптимального способа выбрано лакокрасочное покрытие типа Виникор-цинк ЭП-057, Россия. Срок службы ЛКП 15-20 лет, в зависимости от агрессивности среды и хранящегося продукта в резервуаре. Если пренебрегать антикоррозионной защитой лакокрасочными покрытиями для резервуаров с товарной нефтью, то процесс протекания коррозии увеличивается в разы, что впоследствии приведет к быстрому разрушению металла конструкции и потребует незамедлительные ремонтные работы всего резервуара.

Библиографический список

1. Савельева Н. Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа: учебное пособие / Н. Н. Савельева, С.Н. Шедь. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 131 с. – Текст : непосредственный.

2. Савельева Н. Н. Совершенствование технологического оборудования системы сбора и подготовки скважинной продукции / Н. Н. Савельева. - Текст : непосредственный // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 2. – С. 138-142.

SELECTION OF THE OPTIMAL PROTECTIVE COATING DURING OPERATION OF VERTICAL STEEL TANKS FOR COMMERCIAL OIL

Author: Belousova S. V., student, soffochkab@mail.ru

Research supervisor: Saveleva N. N, PhD, Industrial University of Tyumen.

Annotation: The operation of commercial oil tanks leads to corrosion on their outer and inner surfaces. During the operation of steel tanks, it is necessary to apply protective coatings against corrosion. This study is devoted to the choice of the optimal protective coating.

Keywords: vertical steel tanks, protective coatings against corrosion.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ СКВАЖИН СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ «МЕЖКОНУСНОЙ НЕФТИ»

Саляхова А. Р., студент

Тюменский Индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Данная работа является частью диссертационной работы. В данной теме проведен анализ мини-проектов бурения вторых стволов на основе созданных фильтрационных моделей на предмет возможного влияния фронтальной закачки на выработку “межконусной нефти”. Разработаны численные эксперименты мини-проектов, выявляющие особенности фильтрации с учетом конусообразования, сформулированы основные типы проблем для дальнейших исследований в условиях трудноизвлекаемых остаточных запасов, вовлекаемых в разработку посредством горизонтальных технологий, в соответствии с которыми сделаны предположения о возможном влиянии комбинированного типа обводнения на эффективность прогнозирования боковых стволов.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, разветвленные скважины, многозабойные скважины, скважины сложного строения, конусооб-

разование, межконусная нефть, интеллектуальное заканчивание скважин, подтягивание конуса воды, поинтервальная эксплуатация, гидрофобизирующие гели, водяной гребень.

Актуальность. В настоящее время большое количество залежей находится в стадии уплотняющего бурения с целью доизвлечения остаточных запасов. Для этого применяются технологии динамического трехмерного моделирования, по которым и выявляются зоны остаточных углеводородов, гидродинамически не вовлеченных в выработку.

Для начала раскроем понятие “Межконусная нефть”. Это нефть, которая расположена вблизи кровли пласта между добывающими преимущественно вертикальными скважинами (Рисунок 1). Данный тип остаточных запасов относится к трудноизвлекаемому и не подлежит эффективному извлечению простыми классическими скважинами по причине превышения значений критических дебитов и чрезмерных депрессий, что приводит к ускоренному и неравномерному подъему водонефтяного контакта.

Но и в скважинах сложного строения существует проблема конусообразования в процессе извлечения «межконусной нефти». В горизонтальных скважинах явление подтягивания воды называют «водяным гребнем», названного так по его протяженной форме, хотя в профиле он также имеет конусообразный вид. Как правило, процессы конусообразования свойственны для водонефтяных и водогазонефтяных залежей.

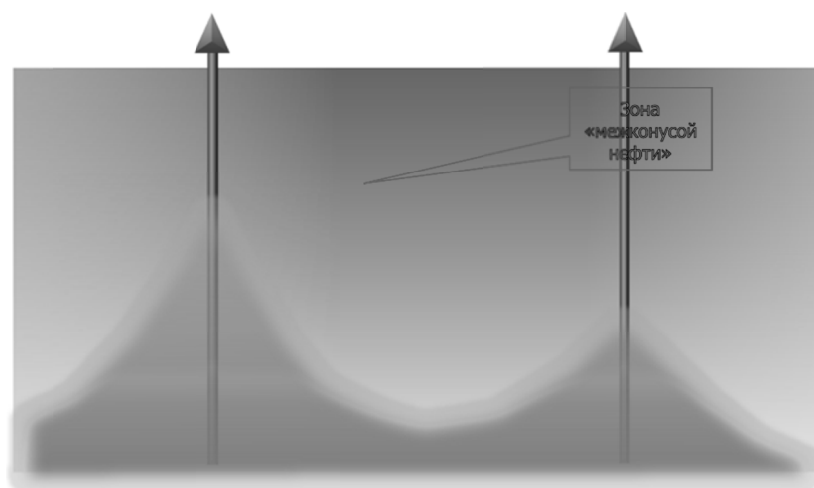


Рисунок 1. Зона «межконусной нефти»

С помощью программного комплекса Tempest автором были смоделированы экспериментальные гидродинамические модели с различными характеристиками пласта и разными траекториями скважин сложного строения. Пример гидродинамических моделей представлен на рисунках 2-4.

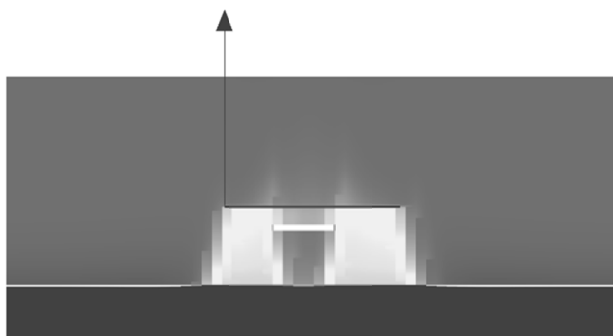


Рисунок 2. Подтягивание гребня воды к стволу горизонтальной скважины.
Присутствие глинистой перемычки

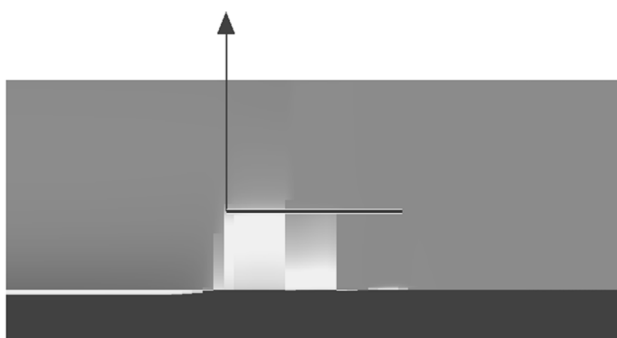


Рисунок 3. Подтягивание гребня воды к стволу горизонтальной скважины
при неоднородности коллектора

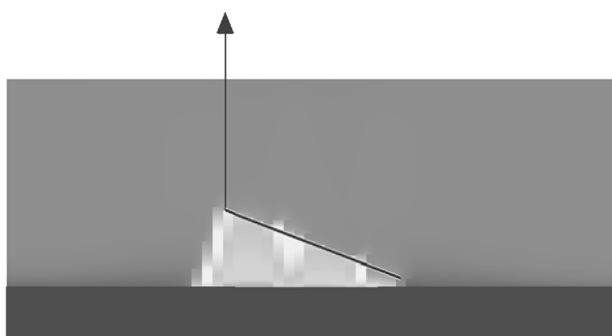


Рисунок 4. Подтягивание гребня воды к стволу наклонной скважины

Существуют методы предотвращения конусообразования у скважин сложного строения. Одни из ключевых методов являются «Обратный конус», поинтервальная эксплуатация, гидрофобизирующие гели, интеллектуальное заканчивание скважин.

Автором были рассмотрены все методы более подробно в теоретической части диссертации.

В настоящее время все технологии предотвращения конусообразования: поинтервальная эксплуатация, ремонтно-изоляционные работы, раз-

ветвленные траектории скважин могут быть совмещены воедино посредством многофункциональных скважин, что выводит эксплуатационные характеристики скважин и объектов на новый уровень.

Процессы ослабления конусообразования в дорогостоящих горизонтальных скважинах изучаются также китайскими специалистами посредством возрожденных заимствованных советских методов физического экспериментального моделирования. Таким образом, мы систематизировали известные подходы и представлено актуальное состояние рассматриваемых технологических решений в сводном виде.

Основные выводы

1. проведен анализ литературных данных по методам снижения конусообразования в сложных типах скважин и контролю за конусообразованием;

2. на основе проведенного анализа литературы составлена обобщающая классификация основных подходов по снижению конусообразования;

3. введено понятие “межконусной нефти” в теории фильтрации.

4. сформулированы общие выводы по проектированию сложных скважин при извлечении межконусной нефти.

Библиографический список

1. Хакимзянов И. Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: дис. доктора техн. наук: 25.00.17 / И. Н. Хакимзянов. – Бугульма, 2012. – Текст : непосредственный.

2. Поушев А. В. Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений с тонкой нефтяной оторочкой, подстилаемой водой, в рамках интегрированного подхода с применением многофункциональных скважин: дис. канд. техн. наук: 25.00.17 / А. В. Поушев. – Москва, 2020. - Текст : непосредственный.

3. Кременецкий М. И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов. – Ижевск : «ИКИ», 2020. – 676 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: профессор, канд. техн. наук Е. И. Мамчистова, Тюменский индустриальный университет.

PECULIARITIES OF EFFECTIVE DESIGN OF WELLS OF COMPLEX STRUCTURE IN THE PROCESS OF REPRODUCTION OF "INTERCONE OIL"

Author: Salyakhova A. R., student, angelinasalihova@mail.ru

Research supervisor: Mamchistova E. I., professor, candidate of sciences in technology, Industrial University of Tyumen

Annotation. This work is part of the dissertation work. In this topic, an analysis was made of mini-projects for drilling the second holes on the basis of the created filtration models for the possible influence of frontal injection on the production of “intercone oil”. Numerical experiments of mini-projects have been developed that reveal the features of filtration taking into account coning, the main types of problems have been formulated for further research under the conditions of hard-to-recover residual reserves involved in development through horizontal technologies, in accordance with which assumptions have been made about the possible the influence of the combined type of watering on the efficiency of forecasting sidetracks.

Keywords: horizontal wells, branched wells, multilateral wells, complex wells, cone formation, inter-cone oil, intelligent well completion, water cone pull-up, interval operation, water-repellent gels, water crest.

Научное издание

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В НАУКЕ, ТЕХНИКЕ И ЭКОНОМИКЕ

Материалы

*Международной научно-практической конференции
(Нижневартовск, 21-22 апреля 2022 г.)*

Часть II

В авторской редакции

Подписано в печать 13.07.2022. Формат 60x90 1/16. Печ. л. 19,8.
Тираж 500 экз. Заказ № 2465.

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.