

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

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ

Материалы

*Международной научно-практической конференции студентов,
аспирантов и молодых ученых*

Том II

*Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных,
газовых и газоконденсатных месторождений*

*Совершенствование технологии сооружения скважин,
бурение нефтегазопромысловых объектов*

Тюмень
ТИУ
2017

УДК 622.32
ББК 72
Н 76

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

Редакционная коллегия:
к. т. н., доцент (зам. отв. редактора) К. В. Кусков;
к. т. н., доцент Т. К. Апасов;
к. т. н., доцент Ю. В. Ваганов

Н 76 Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы международной научно-практической конференции / Т. 2. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 278 с.

ISBN 978-5-9961-1494-8 (*т. 2*)

ISBN 978-5-9961-1484-9 (*общ.*)

В издании опубликованы статьи и доклады, представленные на Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, в которых изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В состав второго тома вошли материалы работы секций: «Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений», «Совершенствование технологии сооружения скважин, бурение нефтегазопромысловых объектов».

Издание предназначено для научных, социально-гуманитарных и инженерно-технических работников, а также аспирантов и студентов технических и гуманитарных вузов.

УДК 622.32
ББК 72

ISBN 978-5-9961-1494-8 (*т. 2*)
ISBN 978-5-9961-1484-9 (*общ.*)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2017

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений» 14

Метод одновременного увеличения добычи тяжелой нефти и препятствия осаждению асфальтенов 14

Авдеева В.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Обустройство кустов скважин Западно-Лугинецкого месторождения 17

Анафина А.Д., Чухлатый М.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений 19

Андронов Ю.В.

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

Анализ проводки скважин на Юрхаровском НГКМ 22

Аносов Е.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Способ эксплуатации куста обводняющихся газовых скважин 25

¹Антонов М.Д., ¹Немков А.В., ¹Моторин Д.В., ²Николаев О.А., ²Ефимов А.Н.

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, ²ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой

Анализ результатов применения ГРП на добывающих, наклонно-направленных скважинах, объект ЮС2 28

Абилов Т.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Управление проектом в строительстве на примере оптимизации технических решений обустройства седьмой очереди дополнительных скважин Вынгапуровского месторождения. Обустройство куста №301 31

Ахметшина А.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Комплексный анализ особенностей разработки Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения на режиме естественного истощения . 33

Бочков Р.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Совершенствование системы разработки пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения 35

Бояр А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Управление строительным проектом обустройства куста скважин №1 Солоновского месторождения.....	37
<i>Бураков В.А</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на Повховском месторождении.....	39
<i>Гаджиев М. Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Путевые подогреватели нефти для обустройства месторождений.....	42
<i>Георгиян С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Метод ГДИ для скважин с высокими дебитами.....	45
<i>Гладких А.Е.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Качественная оценка выработки запасов нефти заводняемых пластов на примере месторождения Западной Сибири	48
<i>Гольцов А.Д.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Обустройство и освоение нефтегазовых месторождений (на примере Пякяхинского месторождения).....	50
<i>Гурнак Е.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Влияние теплообмена в газоконденсатных скважинах на формирование парафиновых плёнок в условиях Западно-Сибирской равнины.....	53
<i>Дмитриев И.О.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Эффективность применения горизонтальных скважин	56
<i>Дорожкина М.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Системы термостабилизации грунтов	59
<i>Жамгарян А.М.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Критерии применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи.....	62
<i>Журавлева А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Проблемы эксплуатации газовых месторождений Западной Сибири, находящихся на завершающей стадии разработки	64
<i>Зимин Е.С., Конев Д.А., Атеполихин В.В., Базаев А.А.</i>	
ООО «ТюменНИИГипрогаз», г. Тюмень	

Проблемы разработки газовых месторождений в условиях сокращения объемов добычи и их пути решения	66
<i>Зимин Е.С., Татариков Д.А., Ескин И.А., Тропина И.А.</i>	
ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень	
Качество газоконденсатных исследований скважин и представительность отобранных проб флюидов	69
<i>Инякин В.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ опытов проведения кислотных обработок.....	71
<i>Исхаков Р.Э., Токарева Н.М.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
Определение оптимальной скорости подъема плунжера	73
<i>Исхаков А.Р., Майский Р.А.</i>	
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
Управление строительным проектом на примере куста скважин №1Б Арчинского месторождения	76
<i>Калугин Е.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Концепция обустройства нефтегазового месторождения Хазар с применением морских ледостойких стационарных платформ.....	79
<i>Касимов Р.Б., Потысьев Е.А.</i>	
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва	
Трудовые ресурсы как основа для графиков СМР на строительство объектов нефтедобычи	82
<i>Катина А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Управление проектом обустройства дополнительных скважин Вынгапуровского месторождения. Куст скважин №601.....	84
<i>Катина А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Технологические решения по реализации МГРП на Приобском месторождении	86
<i>Каунов А.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Самопроизвольное образование трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах	89
<i>Климов-Каяниди А.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Экспериментальное моделирование водогазового воздействия на пласты с остаточными запасами нефти	92
<i>Козырев О.Ю., Мурашин К.О., Белобородова Ю.А., Вольф А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Управление проектом обустройства «реконструкция КНС-3, ЦПС Вынгаяхинского месторождения» на основе оптимизации технических решений	95
<i>Койнов Н.И.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оптимизация стоимости и сроков строительства управления проектом строительства УПСВ на ДНС-13 Суторминского м/р.....	98
<i>Коробова Н.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Экспертиза проектной документации объектов нефтедобычи	100
<i>Коробова Н.С., Крижановская Т.В.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Технический надзор за строительством объектов нефтедобычи.....	101
<i>Котов Н.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Управление инфраструктурным проектом (Приемо-сдаточный пункт нефти ООО "Газпромнефть-Хантос").....	104
<i>Котов Н.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Оценка динамики продуктивных характеристик на скважинах Медвежьего месторождения при проведении КРС	106
<i>Кустышев Д.А.</i>	
ООО «ТюменНИИГипрогаз», г. Тюмень	
Обоснование оптимального количества стадий ГРП в горизонтальных скважинах для неоднородных низкопроницаемых коллекторов	109
<i>Лобанов П.Ю.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Исследование взаимовлияния геохимических, геомеханических и фильтрационных процессов при разработке нефтяных месторождений.....	111
<i>Мальцев А.А., Карманский Д.А.</i>	
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург	
Управление инвестиционно-строительным проектом обустройства объектов эксплуатации Южно-Киняминского месторождения. Куст скважин №4.....	114
<i>Мальцев П.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

Оценка текущего состояния и повышение эффективности разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения 116

Овечкина Е.С., Шарипов Р.И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Анализ эффективности применения технологии StageFRAC на примере Приобского месторождения 120

¹Павельева О.Н., ²Павельева Ю.Н.

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень ²Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург

Применение бесшаровой технологии ГРП на Приобском месторождении 121

¹Павельева О.Н., ²Павельева Ю.Н.

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень ²Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург

Концепция освоения месторождений Карского моря (на примере Русановского и Ленинградского газоконденсатных месторождений) 123

Пантелеев В.О.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Управление проектом при строительстве объектов нефтегазового комплекса на примере реконструкции ПС 110/35/6кВ КНС-3 Приобского месторождения 126

Пасынкеев А.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения 128

Полякова Н.С., Ваганов Л.А.

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

Разрешительная документация на строительство на объектах нефтедобычи .. 130

Пономарёв Н.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительство оснований площадок кустов скважин на многолетнемерзлых грунтах 134

Пономарёва Т.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Применение оптико-волоконных систем для контроля разработки месторождения 135

Порфирьев А.А., Матковский А.А.

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

Концепция обустройства нефтегазового месторождения Каламкас-море с применением искусственного острова П-образной формы 139

Потысьев Е.А., Касимов Р.Б.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Управление инвестиционным проектом строительства на примере обустройство Новопортовского месторождения. Центральный пункт сбора нефти (ЦПС) 142

Роцулкин С.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

К вопросу комплектно-блочного строительства на объектах нефтедобычи..... 144

Абдразакова Л.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

К вопросу блочно-модульного строительства 146

Калугин Е.В., Огороднова Ю.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Использование винтовых свай при строительстве на объектах нефтегазодобычи 148

Полозов И. Д., Набоков А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

К вопросу вахтового метода организации строительства на объектах нефтедобычи 152

Роцулкин С.Д., Коркишко А.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Анализ целесообразности применения гидравлического разрыва пласта на сеноманских скважинах Ямбургского месторождения..... 154

Саранчин М.В.

ООО «ТюменНИИГипрогаз», г. Тюмень

Методы определения участков для бурения вторых стволов на месторождении с поздней стадией разработки 156

Сафонов А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Некоторые аспекты состава нефтегазоконденсатных эмульсий 159

Султонов Н.Н., Даминов Л.О.

Каршинский инженерно-экономический институт, Узбекистан, г. Карши

Определение донасыщения неравновесного сухого газа выпавшим конденсатом 161

Султонов Н.Н., Даминов Л.О.

Каршинский инженерно-экономический институт, Узбекистан, г. Карши

Эффективность работ по капитальному ремонту скважин на месторождении Южный Кемачи 163

Султонов Н.Н.

Каршинский инженерно-экономический институт, Узбекистан, г. Карши

Разработка и испытания составов поверхностно-активных веществ на самозадавливающихся скважинах Ямбургского и Юбилейного месторождений	165
<i>¹Сырчин А.А., ¹Антонов М.Д., ¹Береза М.С., ²Бельянский В. Е.</i>	
<i>¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, ²ООО «ПетроГазТех», г. Краснодар</i>	
Технология внутрипромысловой подготовки нефти на Юрхаровском НГКМ.	168
<i>Аносов Е.А.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Методы предотвращения разрушения трубопровода от блуждающих токов....	170
<i>Гилязов Т.Т., Набоков А.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Строительство подводных переходов трубопроводов.....	173
<i>Лахтин Е.А., Огороднова Ю.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Полиэтиленовые оболочки в трубопроводном транспорте	176
<i>Маркеленко Д.Е., Крижанивская Т.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Системы обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из трубопровода	178
<i>Пасынкеев А.Д., Крижанивская Т.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Применение геобоксов (геомодулей) для укрепления грунтовых оснований объектов обустройства нефтегазовых месторождений	180
<i>Пульникова Ю.А.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Системы обнаружения утечек нефти из трубопровода.....	183
<i>Раховецкий Г.А., Огороднова Ю.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Использование беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для мониторинга за магистральными трубопроводами	187
<i>Романенко К.Д., Крижанивская Т.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень</i>	
Строительство нефтесборных сетей на мерзлых грунтах.....	190
<i>Чертков П.Ю., Огороднова Ю.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	
Системы обеспечения безопасности на промысловых трубопроводах.....	192
<i>Шитарёв В.А., Крижанивская Т.В.</i>	
<i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень</i>	

Оптимизация управления проектом обустройства (строительства) объектов эксплуатации южного месторождения. Кусты скважин №№5,7,10. Куст скважин №5. 195

Тесля А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Управление сложными инвестиционно-строительными проектами в современных условиях на примере обустройства объектов Новопортовского месторождения. Газотурбинная электростанция..... 198

Труфанова В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Экспертиза проектной документации объектов нефтедобычи 200

Фокина О.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Обоснование комплексных решений разработки Северной части Курраганского месторождения с применением гидродинамического моделирования..... 203

Ханбеков К.И., Розбаев Д.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени;
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Повышение эффективности разработки восточно-таркосалинского месторождения методом водогазового воздействия на пласт..... 206

Хасанишин В.Р., Майский Р.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приемистости скважин. Опыт массивированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения 208

Хорюшин В.Ю.

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

Создание интегрированной модели находкинского газового промысла 211

Цымбалов А.А., Шарин Н.М.

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

Управление проектом обустройства объектов эксплуатации Зимнего месторождения. 214

Чертков П.Ю., Огороднова Ю.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Анализ применения ГРП по технологии ZetaGel на Ватьёганском месторождении 217

Шабалин К.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Методика моделирования гидравлического разрыва пласта с использованием «эквивалентных боковых стволов»	219
<i>Шандрыголов З.Н., Морев М.В., Шарипова М.С., Казанцев М.А.</i>	
ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень.	
Управление проектом обустройства объектов эксплуатации ЮЛТ Приобского месторождения. Кусты скважин №615, 615.1	222
<i>Шевелева Т.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Принципы построение математической модели движения компоновки низа бурительной колонны	225
<i>Шербутаев Т.Т.</i>	
Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан	
Управление проектом на примере обустройства восьмой очереди дополнительных скважин Вынгапуровского месторождения нефти, обустройства куста №532.месторождения нефти	228
<i>Шитарёв В.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Технология парогравитационного дренажа и методы ее совершенствования ..	231
<i>Шмаков С.С., Мамчистова Е.И., Хайруллин А.А.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Применение слабокислотных присадок при соляно-кислотных обработках низкопроницаемых карбонатных пластов	234
<i>Яньшин Д.В.</i>	
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва	
СЕКЦИЯ «Совершенствование технологии сооружения скважин, бурение нефтегазопромысловых объектов».....	236
Анализ эффективности применения различных типов долот при бурении под эксплуатационную колонну на пласт АВ1-2 на Самотлорском месторождении	236
<i>Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., Шафорост Е.В., Аксенов Д.И.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	
Анализ оптимальных конструкций долот с резцами PDC при бурении под кондуктор на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».....	239
<i>Анашкина А.Е., Харитонова Т.А., Родионцев Н.Н.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень; Нижневартовский государственный университет, г. Нижневартовск	
Способ предупреждения притока подошвенных вод в нефтяные скважины ...	241
<i>Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В., Леонтьев Д.С.</i>	
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень	

- О применении заколонных пакеров набухающего действия 243**
Бимендин Т.А., Ведерникова Я.А., Гимаева Э.Р.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.
- Математическая модель процесса перемешивания буровых растворов и смесей 246**
Буранов Ф.Э., Курбанов А.Т.
Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан
- Предупреждение осложнений вследствие сужения открытого ствола в вязкопластичных горных породах корректировкой плотности буровой промывочной жидкости 248**
Губайдуллин А.Г.
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
- Глушение скважин с негерметичной эксплуатационной колонной..... 251**
Калинчук А.Н., Ваншейд И.Н., Никитин В.В.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.
- Разработка и исследование способов повышения скорости растворения полимерных реагентов для буровых промывочных растворов..... 253**
Королев А.С.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск
- Деформации кустовых площадок и скважин вследствие растепления мерзлых пород и способы их предотвращения 256**
Короткова Ю.С.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Ремонт скважин в осложненных условиях с помощью ГТ 259**
Попова Ж.С., Рахмонов А.А., Мехдизаде Н.С.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- Применение технологии многозабойного бурения на шельфе Социалистической Республики Вьетнам 261**
Набока Р.Р., Потапов А.В.
Акционерное общество «Зарубежнефть», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва
- Газовые гидраты на шельфе мирового океана – энергетические перспективы 264**
Озоль М.А., Матюшев С.С., Петров К.О.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
- О применении пакеров надувного действия при капитальном ремонте скважин 268**
Семенов В.А., Яковенко С.Ю., Комаров К.А.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Осложнения и аварии при строительстве скважин в мерзлых породах..... 270

Сипина Н.А., Скримский Г.Э., Карпов В.Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Разбуриваемый пакер-пробка..... 273

Шаляпин Д.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Разработка метода оценки забойных давлений в ходе бурения с учетом процесса выноса шлама и динамических эффектов..... 275

Эльмурзиев Д.А., Водорезов Д.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

СЕКЦИЯ «Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений»

Метод одновременного увеличения добычи тяжелой нефти и препятствия осаждению асфальтенов

Авдеева В.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Новое химическое соединение для повышения добычи нефти и одновременно препятствующего осаждению асфальтенов. Это соединение протестировано на тяжелых образцах нефти месторождения Марун бассейна Бангестан. Исследовано влияние этого химического соединения на вязкость, углеводородные соединения и средний молекулярный вес тяжелой нефти. Установлено, что вещество резко снижает вязкость, молекулярный вес и препятствует осаждению асфальтенов.

Из-за истощения традиционных резервуаров, большее внимание уделяется разработке месторождений тяжелой нефти и сосредоточению на нетрадиционных коллекторах. При таких обстоятельствах крайне важно разрабатывать методы для эффективного использования обнаруженных запасов тяжелой нефти [1]. Большая часть текущей мировой добычи поступает именно со старых месторождений. Таким образом, увеличение объемов добычи нефти от стареющих ресурсов является серьезной проблемой для нефтяных компаний. К тому же, скорость замены производственных запасов новыми открытиями неуклонно сокращается в последнее время. Таким образом, повышение нефтеотдачи на зрелых месторождениях будут иметь решающее значение для удовлетворения растущего спроса на энергию в ближайшие годы.

Асфальтены являются наиболее тяжелым компонентом сырой нефти. Асфальтены определяют как фракцию, растворимую в толуоле или бензоле и нерастворимую в алканах с низкой температурой кипения, таких, как н-пентан и н-гептан. В пластовых условиях асфальтены растворены в сырой нефти. Асфальтены могут осаждаться при изменении условий, таких как давление, температура и состав. Осаждение асфальтенов в напорных трубах является серьезной проблемой при эксплуатации, тем самым увеличивая стоимость производства независимо от начального давления.

За последние несколько лет несколько ионных жидкостей были введены и применены для усовершенствования процессов снижения вязкости тяжелой нефти. Обычные ионные жидкости, используемые для добычи тяжелой нефти, содержат анионы $[PF_6]^-$ и $[BF_4]^-$, которые образуют HF газ при

применении к тяжелой нефти. Кроме того, они не инертны к различным органическим соединениям в тяжелой нефти, что может ограничить их применение. Соединение IRAN91 является новым ионным соединением с методом экономического синтеза, целью использования которого является увеличение нефтеотдачи и ингибирование асфальтеновых отложений.

Реакция с тяжелой нефтью. 120 г образца тяжелой нефти (образец из Bangestan) и 3 г $[\text{Et}_3\text{N}]\text{HCl}/1,5 \text{ AlCl}_3$ ($X=0,6$) перемешивают с CuCl (IRAN91), добавляют эту смесь в автоклав и разогревают смесь при температуре 95°C приблизительно 24 часа. После завершения реакции системе дают остыть. Далее измеряют вязкость, средний молекулярный вес и асфальтоотложения.

После реакции нести с IRAN91 уменьшаются вязкость, молекулярная масса и отложения асфальтенов. Вязкость необработанной нефти со значением может быть снижена на 64 % за счет добавления IRAN91. Средняя молекулярная масса уменьшается на 14 % по сравнению с первоначальным значением. Содержание асфальтенов достигает 7 %, в то время как у необработанной нефти содержание асфальтенов-15% [2].

IRAN91 увеличивает КИН с 41% до 74%, что является существенным повышением коэффициента извлечения. Снижение вязкости, молекулярной массы, падение плотности приводят к увеличению разности между плотностями жидкостей. Как следствие, увеличиваются капиллярные эффекты в соответствии с уравнением:

$$P_c = \Delta\rho gh, \quad (1)$$

где P_c – капиллярное давление, $\Delta\rho$ – разность плотностей между фазами, h – высота капиллярного подъема. Таким образом увеличение разности плотностей приводит к увеличению капиллярного давления. Согласно уравнению Лапласа:

$$P_c = 2\sigma \cos\theta / r, \quad (2)$$

где σ – поверхностное натяжение, θ – угол контакта, r – внутренний радиус капилляра.

Так как поверхностное натяжение (из-за падения вязкости) падает после обработки контакта, угол уменьшается, что изменяет смачиваемость. Эта вызванная смачиваемость является основной причиной улучшения коэффициента извлечения [2].

Механизм реакции со снижением вязкости в присутствии IRAN91 описан на рисунке 1.

Видно, что содержание серы в тяжелой нефти уменьшается. С другой стороны, увеличение количества насыщающих и ароматических веществ в тяжелой нефти, обрабатываемой вышеназванным химическим элементом, может также способствовать падению вязкости тяжелой нефти.

В соответствии с экспериментальными результатами можно сделать следующие выводы:

1) IRAN91 значительно снижает вязкость, молекулярную массу и отложения асфальтенов тяжелой нефти;

2) IRAN91 производит значительные коэффициенты восстановления свободного процесса набухания и применим для увеличения КИНа;

3) За счет распада связей снижается молекулярная масса и отложения парафинов, увеличивается количество насыщенных углеводородов и ароматических соединений, что приводит к снижению вязкости.

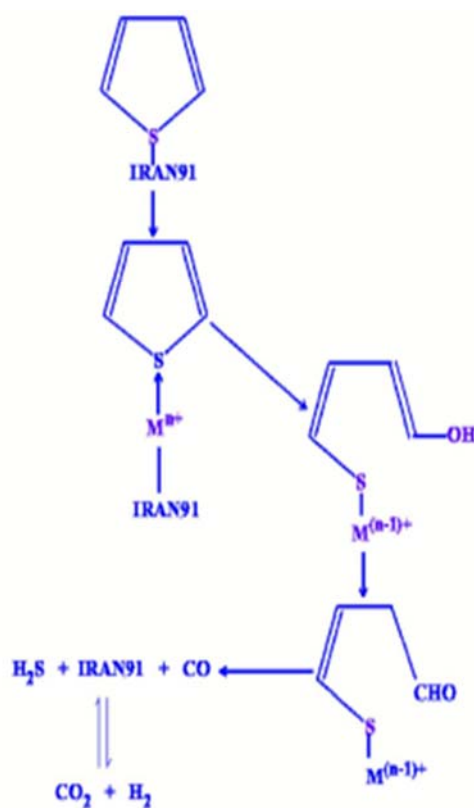


Рисунок 1. Механизм реакции IRAN91 с образцом тяжелой нефти

Библиографический список

1. Ерёменко, Б.А. Сравнительный анализ эффективности тепловых методов воздействия на нефтяных месторождениях / Б.А. Ерёменко, Р.А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. – 2016. – С. 217-222.

2. Joonaki E. A New Approach to Simultaneously Enhancing Heavy Oil Recovery and Hindering Asphaltene Precipitation / E. Joonaki, Sh. Ghanaatian, Gh. Zargar, // Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. 1 (2012), No. 1, pp. 37-42.

Научный руководитель: Майский Р.А., канд. техн. наук, доцент.

Обустройство кустов скважин Западно-Лугинецкого месторождения

Анафина А.Д., Чухлатый М.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Лугинецкие скважины среди промышленности «Томскнефти» являются достаточно уникальными. Основной особенностью месторождения считается многослойность, выражающаяся в комбинации нефтяных, газовых месторождений и конденсата. С одной стороны – это является, конечно же, богатством, а с другой – огромным количеством вопросов по эксплуатации, так как к любой скважине при подобных условиях необходим личный подход. [1]

Первые поисковые работы на скважинах тогда еще неизвестного Западно-Лугинецкого месторождения начались достаточно давно – 50 лет назад, когда пробуривалась Пудинская опорная скважина. Она подтверждала перспективу развития третьего нефтедобывающего района, на месте которого в последующем открывались примерно 20 новых скважин.

На сегодняшний день Лугинецкое месторождение считается самым большим поставщиком газа среди скважин «Томскнефти». За счет основанной в 2002 году газокompрессорной станции, нефтяной газ, который был основной «визитной карточкой» в противовес развития подобного промысла, на сегодняшний день стал стратегическим продуктом для организации.

Место Лугинецкого месторождения имеет несколько особенностей – стратиграфический диапазон нефти и газа охватывает промежуток от девона до валанжина; значительная концентрированность компонентов в палеозое, подобных которому на сегодняшний день не имеется. [2]

Планируется, что в 2017 году интенсивность бурения станет еще больше. Сейчас на Западно-Лугинецком месторождении забуривается новый куст, а с начала года там запускают около двух новых скважин.

Проблемным является то, что место Лугинецкого района находится на достаточно далеком расстоянии от цивилизации. Автомобильные дороги там имеются только лишь зимой, в остальной период времени грузы и люди переправляются по воздушному пространству. С приходом весны дороги заканчиваются, и месторождения переводят в автономный режим.

Бытовые условия проживания вахтовиков становятся лучше с каждым разом. В прошлом году в вахтовом поселке, к примеру, происходил настоящий бум в строительстве. Там вместе начали застраивать общежитие и новую столовую, которая рассчитывается на большее число мест, чем раньше. Для решения проблемы заселения, строят общежитие на 80 человек, которое поможет с комфортом расселить работников и сделать лучше их жилищные и бытовые условия. Все комнаты рассчитываются на двух людей. [3] В новом здании планируется расположить библиотеку, комнату отдыха, медицинский пункт с современным оборудованием.

На сегодняшний день на Лугинецком месторождении происходит добыча на 249 скважинах. В 2015 году на скважинах добыли примерно 795 тыс. тонн нефти. По итогу, на Западно-Лугинецком месторождении выполнили работы на 100,9%. [4]

Также тщательно стараются устранить проблему прорывов – плохой герметичности трубы вследствие влияния коррозии. Именно поэтому на данном месторождении постоянно осуществляют мероприятия по профилактике прорывов. Быстрота коррозии подсчитывается за счет узлов контроля коррозии. Через подобный узел из металла проводят исследование трубы и оставляют его на определенное количество времени. После этого, образец вытаскивают и благодаря взвешиванию проводят вычисление скорости коррозии.

Внутри месторождения сырьевые материалы перемещаются по нефтепроводам – только лишь на территории Лугинецких скважин в ведении нефтяников примерно несколько десятков километров нефтесборных коллекторов. Для предотвращения прорывов, трудящиеся в цехе текущего ремонта трубопроводов изо дня в день проходят все участки напорной сети и лично смотрят за состоянием труб. На Западно-Лугинецком месторождении за целостность трубопровода отвечают примерно 25 человек. [5] Количество цветов добычи «черного золота» на Западно-Лугинецком месторождении является самым различным – от прозрачного до очень темного. Все это за счет газа, или по-другому нефтяного конденсата, который выходит на поверхность земли совместно с легкими нефтяными фракциями. Он наиболее чистый и приближенный по составу и цветовой гамме к бензину.

Несмотря на то, что Западно-Лугинецкое месторождение считается одним из самых старых месторождений организации, показатели добычи здесь не хуже, чем на иных, наиболее свежих промыслах. Достигается это за счет непрерывных способов по интенсификации добычи – постоянно проводимых гидроразрывов пласта, а также за счет включения в работу новых кустов и скважин.

Таким образом, в 2017 году на месторождениях, которые входят в состав Лугинецкого региона, в планах пробурить примерно 30 новых скважин. План по реализации состоит в том, что необходимо добыть около 43-48 тонн в день. [6]

Сегодня Западно-Лугинецкое месторождение считается промышленной разработкой с отличной инфраструктурой. На объекте находится все необходимое для того, чтобы добывать углеводородное сырье – буровые установки, насосы, краны для поднятия груза, машины, оборудование. Это помогает наладить работу в целом и обустроить куст скважины данного месторождения для благоприятной добычи нефти. Также за счет создания положительных условий для работающих вахтой, большое количество людей едут работать, что обеспечивает необходимое количество персонала для добычи полезных ископаемых.

Библиографический список

1. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
2. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплексно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.
3. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.
4. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.
5. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.
6. Пасынкеев А.Д., Коркишко А.Н., Система саморегулируемых организаций в строительстве // В сборнике: НАУКА СЕГОДНЯ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ материалы международной научно-практической конференции: в 2 частях. Научный центр «Диспут». 2016. С. 92-93.

Научный руководитель: Чухлатый М.С., канд. техн. наук.

Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений

Андронов Ю.В.

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

Методы интенсификации притока (МИП), являются одним из основных способов регулирования разработки и поддержания планируемого уровня добычи углеводородов на нефтяных месторождениях, тем самым они повышают срок их рентабельной эксплуатации [1].

Необходимость совершенствования существующего процесса планирования МИП (на примере гидроразрыва пласта (ГРП) и кислотных обработок призабойной зоны пласта (ОПЗ)) разработкой методики, которая позволила бы оптимизировать затраты времени на мониторинг фонда скважин с

выделением наиболее перспективных кандидатов и давать количественную оценку потенциала мероприятий с совокупным учетом влияющих на эффект факторов, была рассмотрена подробнее в работах [2-4].

В рамках, проведенных за период 2013-2016 гг. исследований была разработана следующая концепция этапной методики оперативной оценки перспективности скважин для МИП:

1. В первую очередь актуализируется база данных по скважинам (состояние по фонду, технологические режимы и т.д.);

2. На основе разработанных ансамблей нейронных сетей, выступающих в качестве модуля оперативной оценки потенциала МИП [5], определяется их «мгновенный эффект» – технологический режим работы скважины в среднем за первые 3 месяца после воздействия;

3. После отсеивания потенциально низкоэффективных скважин с помощью порога минимально допустимого прироста дебита нефти (за счет сравнения текущего и прогнозируемого режимов) производится оценка возможных рисков, связанных с особенностями геологического строения и залегания продуктивных пластов, а также с параметрами технологии разработки. Всего было определено 5 факторов, по которым с помощью комплексного геолого-промыслового анализа были разработаны рекомендации проведения МИП (таблица 1);

4. После отсеивания рискованных кандидатов оценивается предполагаемая продолжительность эффекта и величины дополнительной добычи от анализируемого МИП (по предложенному подходу с применением деревьев решений, пример которого представлен на рисунке 1);

5. На основании полученных прогнозов согласование конкретных технологий воздействия по наиболее эффективным скважинам.

Таблица 1

Рекомендации проведения МИП по проанализированным факторам

МИП	Фактор	Эксплуатационный объект Ач.т.		Эксплуатационный объект ЮВ ₁	
		Желательно	Допустимо	Желательно	Допустимо
ГРП	Если добывающая скважина находится в нагнетательном ряду по линии естественной трещиноватости	Проведение ГРП не желательно	Проведение первого ГРП при вводе скважины	Проведение ГРП не желательно	Проведение первого ГРП при вводе скважины
	Минимальная мощность глинистых экранов	>10 м	>5 м	>20 м	>10 м
	Состояние цементного камня в интервале обработки пласта (± 10 м)	Удовлетворительное	Низкое и выше при отсутствии в непосредственной близости водонасыщенных пластов по разрезу	Удовлетворительное	Низкое и выше при отсутствии в непосредственной близости водонасыщенных пластов по разрезу
	Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины	> 300 м и < 500 м	> 200 м и < 600 м	> 400 м и < 600 м	> 300 м и < 600 м
	Накопленная компенсация	>80 % и < 150 %	>50 % и < 200 %	>80 % и < 150 %	>50 % и < 200 %
ОПЗ	Если добывающая скважина находится в нагнетательном ряду по линии естественной трещиноватости	Проведение ОПЗ не желательно	Проведение ОПЗ при признаках кольматации ПЗП без проведения последующей оптимизации ГНО	Проведение ОПЗ не желательно	Проведение ОПЗ при признаках кольматации ПЗП без проведения последующей оптимизации ГНО
	Минимальная мощность глинистых экранов	>10 м	>3 м	>10 м	>5 м
	Состояние цементного камня в интервале обработки пласта (± 10 м)	Удовлетворительное	Низкое и выше при отсутствии в непосредственной близости водонасыщенных пластов по разрезу	Удовлетворительное	Низкое и выше при отсутствии в непосредственной близости водонасыщенных пластов по разрезу
	Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины	> 200 м и < 400 м	> 200 м и < 600 м	> 300 м и < 500 м	> 300 м и < 600 м
	Накопленная компенсация	>80 % и < 200%	>50 % и < 200%	>80 % и < 150 %	>50 % и < 200 %

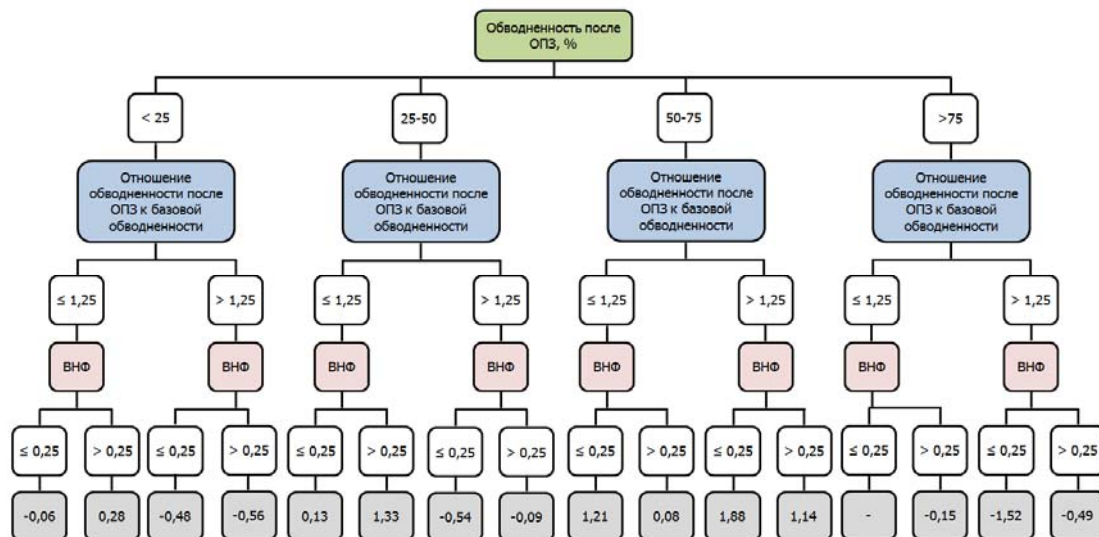


Рисунок 1. Реализация регрессионных деревьев решений для прогнозирования режима после ГТМ (на примере обводненности после ОПЗ для объекта ЮВ1)

Таблица 2

Сопоставление результатов расчетов эффективности ОПЗ по разработанной методике и фактических данных выполнения

№ скважины	Объект	Мгновенный эффект по дебиту нефти, т/сут (факт)	Удельная эффективность за 6 месяцев по дебиту нефти, т/сут (факт)	Дополнительная добыча нефти, т (факт)	Мгновенный эффект по дебиту нефти, т/сут (прогноз ансамблей нейронных сетей)	Удельная эффективность за 6 месяцев по дебиту нефти, т/сут (расчет по методике)	Дополнительная добыча нефти, т (расчет по методике)	Заключение о целесообразности проведения ОПЗ по фактической дополнительной добыче нефти (≥ 250 т)	Заключение о целесообразности проведения ОПЗ по разработанной методике	Совпадение прогноза с фактом
1669Н	Ач.т.	3,7	3,8	634,3	6,4	6,6	1129,8	+	+	ИСТИНА
203Н	Ач.т.	3,0	2,2	329,8	2,8	2,7	456,3	+	-	ЛОЖЬ
2701Н	Ач.т.	8,9	10,6	1873,0	6,9	7,0	1204,9	+	+	ИСТИНА
7312	ЮВ1	2,8	1,2	202,9	5,7	6,3	1081,5	-	-	ИСТИНА
358	ЮВ1	1,5	0,9	111,1	9,3	7,5	1280,1	-	-	ИСТИНА
1006Н	Ач.т.	5,8	8,2	1365,2	2,6	3,3	559,5	+	-	ЛОЖЬ
238Н	Ач.т.	6,4	3,4	602,6	2,9	0,5	93,5	+	-	ЛОЖЬ
356	ЮВ1	2,6	3,4	466,4	3,2	3,6	621,8	+	+	ИСТИНА
7311	ЮВ1	3,6	1,6	248,7	4,2	4,5	773,3	-	-	ИСТИНА
993Н	Ач.т.	3,5	2,0	310,6	5,1	4,8	813,2	+	+	ИСТИНА
211	Ач.т.	5,1	7,8	1224,6	3,9	4,4	750,0	+	-	ЛОЖЬ
1752Н	Ач.т.	5,1	4,3	719,7	3,5	2,8	482,1	+	+	ИСТИНА
1881Н	ЮВ1	1,5	1,5	250,4	3,8	3,6	612,8	+	-	ЛОЖЬ
1403	Ач.т.	5,3	5,0	790,8	3,9	3,8	644,8	+	+	ИСТИНА
1670Н	Ач.т.	5,8	4,0	631,4	2,6	2,7	455,5	+	+	ИСТИНА
537Н	Ач.т.	3,1	5,5	712,4	2,7	3,3	563,9	+	+	ИСТИНА
278	ЮВ1	-1,9	0,0	0,0	6,1	4,8	828,4	-	-	ИСТИНА
218Н	Ач.т.	0,4	0,2	29,3	3,0	2,8	478,8	-	-	ИСТИНА
696Н	Ач.т.	4,1	3,0	477,3	2,6	2,2	374,8	+	+	ИСТИНА
211Н	Ач.т.	1,3	1,4	225,3	5,7	5,2	887,5	-	-	ИСТИНА
1011	Ач.т.	2,2	1,6	249,2	5,1	4,2	723,4	-	-	ИСТИНА
7832	ЮВ1	14,0	14,1	2428,4	4,3	5,2	889,0	+	+	ИСТИНА
316Н	ЮВ1	5,9	6,1	760,3	3,8	3,6	607,8	+	+	ИСТИНА
8416	ЮВ1	7,9	5,5	892,5	4,3	3,9	672,7	+	+	ИСТИНА
336Н	Ач.т.	0,5	0,3	42,1	3,6	3,8	646,2	-	-	ИСТИНА
9067	ЮВ1	-0,2	0,0	0,0	4,4	3,1	526,1	-	-	ИСТИНА
Итого среднее		3,9	3,8	599,2	4,3	4,1	698,4	Итоговая сходимость прогнозов по методике с фактом, %		80,8

Цифры, выделенные серым цветом, показывают, насколько наиболее ожидаемо изменится обводненность в % соответственно за каждый месяц расчета. Аналогичный подход был реализован для прогнозирования динамики дебита жидкости.

Апробирование и оценка эффективности применения всей разработанной методики при подборе скважин-кандидатов под ОПЗ проводилась по 52 скважинам, фактически выполненным на исследуемых эксплуатационных объектах в течение первого полугодия 2016 года, не участвующим в обучении или тестировании разработанных моделей показала, что итоговая сходимость заключений о целесообразности проведения ОПЗ на основе расчетов и анализа по разработанной методике с фактом составила 80,8 %, что является удовлетворительным для ее дальнейшего применения.

Библиографический список

1. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Молодых П.В. Формирование и планирование ГТМ. Томск: издательство ТПУ, 2011. – 201 с.
2. Андронов Ю.В. Обзор существующих методов прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий // Кристаллы творчества: материалы докладов студенческой академии наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014, 312 с. – С. 141-144.
3. Андронов Ю.В., Стрекалов А.В. Применение нейронных сетей для прогнозирования эффективности гидравлического разрыва пласта (ГРП) // Нефтегазовое дело, 2014. -12(2), – С. 64-68.
4. Андронов Ю.В. Разработка экспресс-метода оценки эффективности кислотных обработок призабойной зоны / Андронов Ю.В., Желудков А.В., Мельников В.Н., Стрекалов А.В. // 15 конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский дом печати», 2016. – С. 168-183.
5. Андронов Ю.В., Стрекалов А.В. Исследование применения ансамблей нейронных сетей для повышения качества решения задач регрессии // Нефтегазовое дело, 2015. -13(1), – С. 50-55.

Научный руководитель: Стрекалов А.В., д-р техн. наук, профессор.

Анализ проводки скважин на Юрхаровском НГКМ

Аносов Е.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительство поисковых и разведочных скважин на месторождении ведется с 1970 г. Проектные конструкции разведочных скважин

предусматривали в соответствии с действующими в то время требованиями «Единых технических правил ведения буровых работ»:

- направление, диаметром 426 мм или 324 мм, на глубину 10-20 м;
- кондуктор, диаметром 324 мм или 219 мм, на глубину 400 м;
- промежуточную колонну диаметром 219 мм (или эксплуатационную колонну диаметром 146 мм для сеноманских скважин) на глубину 1200 м;
- эксплуатационную колонну диаметром 146 мм на глубину 3200 м.

При проектировании строительства скважин предполагались следующие возможные осложнения:

- 0-400 м – обвалы стенок скважины при растеплении ММП четвертичного и палеогенового возрастов;
- 1000-1200 м – газопроявления, поглощения промывочной жидкости;
- 1200-2600 м – водопроявления, поглощения промывочной жидкости;
- 2600-3200 м – нефтегазопроявления, обвалы стенок скважины, посадки и прихваты инструмента, поглощения промывочной жидкости.

Анализ конструкций пробуренных разведочных скважин показывает, что разведочные скважины бурились, в основном, по следующей конструкции: кондуктор диаметром от 299 до 324 мм спускался на глубину от 280 до 410 м; промежуточная колонна (для скважин, бурящихся на валанжин) диаметром 219 мм спускалась на глубину от 1084 до 1244 м; эксплуатационная колонна (для скважин, бурящихся на сеноманский горизонт) диаметром 146 мм спускалась на глубину от 1199 до 1253 м; эксплуатационная колонна (для скважин, бурящихся на валанжин) диаметром от 140 до 146 мм спускалась на глубину от 2976 до 3225 м.

Для бурения под кондуктор глинистый раствор готовили из бентонитового глинопорошка. Дальнейшая проводка скважин велась на естественно-наработанном глинистом растворе с добавлением бентонитового глинопорошка и обработкой соответствующими химреагентами, обеспечивающими предотвращение осложнений при проводке скважин.

Герметичность кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонн проверялась опрессовкой и снижением уровня согласно действующих в то время «Единых технических правил ведения работ при бурении скважин» М., 1983г. Под кондуктором бурение велось роторным способом, а дальнейшее углубление – турбинным или роторным способом. Для бурения скважин использовались буровые установки Уралмаш-3Д - ГТП, Уралмаш-5Д, БУ-80, БУ-75.

Эксплуатационные скважины были пробурены согласно «Групповому рабочему проекту №185/00-10-Э на строительство эксплуатационных газоконденсатных (БУ₁₋₂) скважин на Юрхаровском НГКМ» (ТюменНИИгипрогаз, 2001 г.), «Групповому рабочему проекту №185/00-09-Э на строительство эксплуатационных (ПК₁) скважин на Юрхаровском

НГКМ» (ТюменНИИгипрогаз, 2003 г.), «Групповому рабочему проекту №185/00-11-Э (дополнение 1, книга 4) на строительство субгоризонтальной газоконденсатной скважины №312 на БУ₈₋₉», «Групповому рабочему проекту №145/06-168-Э на строительство эксплуатационных газоконденсатных (БУ₈₋₉) скважин на Юрхаровском НГКМ» (ТюменНИИгипрогаз, 2006 г.), «Групповому рабочему проекту №145/06-169-Э на строительство эксплуатационных газоконденсатных (БУ₁₋₂) скважин на Юрхаровском НГКМ» (ТюменНИИгипрогаз, 2006 г.), «Групповому рабочему проекту №171/07-189-Э на строительство эксплуатационных газоконденсатных (БУ₅₋₆) скважин на Юрхаровском НГКМ» (ТюменНИИгипрогаз, 2007 г.). Ниже приведено сопоставление фактических и проектных данных пробуренных скважин 210, 208, 207, 206, 211, 212 и 214 (БУ₁₋₂), скважин 106, 108, 109, 110 (ПК₁), 312 (БУ₈₋₉) и 270 (АУ₇).

Анализ строительства скважин на БУ₁₋₂ показал следующее:

Конструкция всех пробуренных скважин: 426х324х245х168 мм, НКТ 114 мм. Конструкция скв.205: 530х426х324х245 мм, НКТ 168 мм. Расстояния между скважинами 30 м, батарей – 60 м (кусты №2 и №3). Применяемые буровые растворы: биополимерные силикатные «Эйм Ай Дриллинг Флюидс», плотность 1,24-1,26 г/см³. Долота импортные. Блоки очистки и утилизации «Swaco», «Kem-Troon» на БУ ЭУК-3200 и ЭУК-3000. Цементные растворы: направление, кондуктор – ЦТРОА, ПЦТ 1-100, промежуточная колонна, эксплуатационная колонна – ПЦТ 1-100, ОТР с АСМ.

Пробурены и находятся в эксплуатации скважины №№.210, 206, 207, 208, 209, 205, 211, 212, 214, 314. Дебит скважин от 1,5 до 2 млн.м³/сут. Температура на устье: + 42⁰С. КПО 114/168 отсутствует, эксплуатационные пакеры отсутствуют.

Наличие приустьевых воронок: первоначальный диаметр до 2,2 м, глубина точно не определена (около 8 – 12 м). Засыпаны песчаным грунтом. Наличие МКД от 1,4 до 4,5 МПа.

В результате анализа проводки эксплуатационных скважин на продуктивные пласты ПК₁, БУ₁₋₂, БУ₈₋₉ установлено, что все скважины были пробурены с отклонениями от проектных решений по глубине и технологической оснастке.

Библиографический список

1. Гукасов Н.А. Механика жидкости и газа. – М.: Недра, 1996.
2. Гукасов Н.А., Кочнев А.М. Гидравлика в разведочном бурении. Справ. пособие. – М.: Недра, 1991.
3. Шиллер Л. Движение жидкостей в трубах. – М.: И.Л., 1936.

Научный руководитель: Сохошко С.К., д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Способ эксплуатации куста обводняющихся газовых скважин

¹Антонов М.Д., ¹Немков А.В., ¹Моторин Д.В., ²Николаев О.А., ²Ефимов А.Н.
¹ООО «ТюменьНИИГипрогаз», г. Тюмень, ²ООО «Газпром добыча Ямбург»,
г. Новый Уренгой

Газовые скважины на поздней стадии разработки характеризуются низкими забойными давлениями, дебитами и скоростями потока добываемой продукции в колонне насосно-компрессорных труб. Это приводит к образованию на забое жидкостных пробок, снижению дебита и в конечном итоге к самозадавливанию. Накопление жидкости приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, дальнейшему снижению продуктивности и в итоге к полной остановке скважины. Это является одной из основных проблем поздней стадии разработки месторождения, поэтому от оптимизации объема скапливающейся жидкости может зависеть возможность дальнейшей эксплуатации скважины.

Суть способа заключается в установке на куст обводняющихся скважин модульной компрессорной установки (МКУ), прокладке дополнительного технологического трубопровода через скважины куста и соединении его с их нижними задавочными линиями. При накоплении на забое какой-нибудь из скважин жидкостной пробки, управляющий комплекс открывает соответствующую запорную арматуру и обеспечивает подачу компримированного газа из МКУ в затрубное пространство скважины.

Данный способ позволит эксплуатировать куст обводняющихся скважин без проведения на них ремонтных работ с глушением, что исключает ухудшение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и возможный выход в бездействующий фонд в результате невозможности освоить скважину по завершении работ.

На рисунке 1 изображена схема обводняющегося куста газовых скважин до реализации способа.

На рисунке 2 изображена схема обводняющегося куста газовых скважин после реализации способа.

Куст содержит обводняющиеся газовые скважины № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 каждая из которых оборудована устьевой арматурой 1, запорной арматурой 3, замерными устройствами 5, нижней 6 и верхней 7 задавочными линиями, оснащенными обратными клапанами 8 и быстроразъемными соединениями 9.

Куст оборудован площадками обслуживания 2, площадками 4 для подъемных агрегатов, шлейфом 10, измерительной установкой 11, факельной линией 12, горизонтальным факельным устройством (ГФУ) 13, амбаром ГФУ 14, трубопроводами 15 с запорной арматурой 16, управляющим комплексом 17 и МКУ 18.

МКУ 18 состоит из блок-блока сепарационного 19, блок-блока компрессорной установки 20, аппарат воздушного охлаждения (АВО) газа 21, АВО масла 22, дренажной ёмкости 23

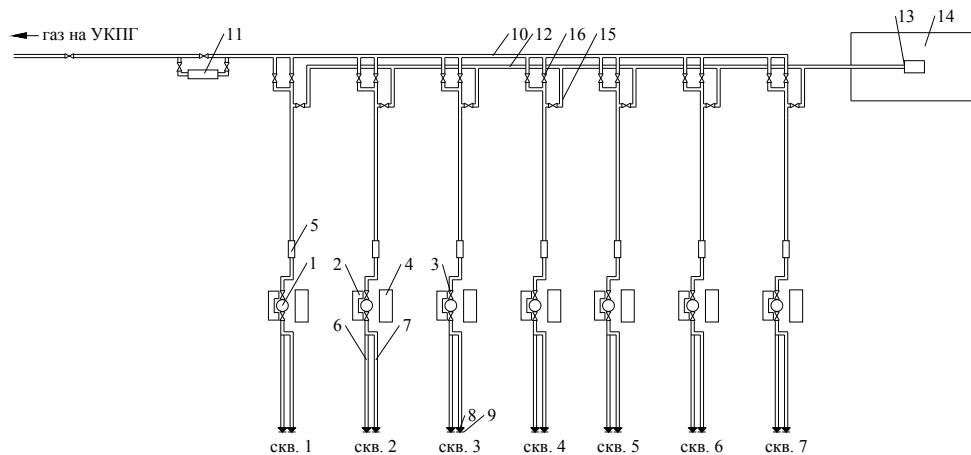


Рисунок 1. - Схема куста газовых до реализации способа

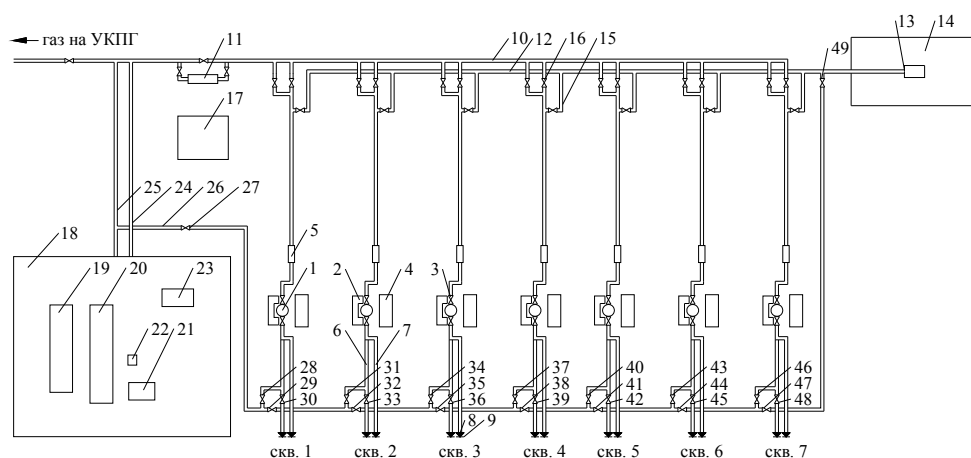


Рисунок 2. Схема куста газовых после реализации способа

К шлейфу 10 подводят два трубопровода: по трубопроводу 24 газ из скважин поступает в МКУ 18, где компримируется и через трубопровод 25 поступает обратно в шлейф 10 и далее на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

К трубопроводу 25 подключают трубопровод 26, оснащенный дистанционно-управляемыми задвижками 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, который проходит на куст скважин и далее через запорную арматуру 49 соединен с ГФУ.

Трубопровод 26 отводами 28, 31, 34, 37, 40, 43, 46 соединен с каждой нижней задавочной линией 6 скважины куста через запорную арматуру 30, 33, 36, 39, 42, 45, 48, позволяя проводить закачку компримированного газа из МКУ 18 в затрубное пространство скважин. Для предупреждения возможного гидратообразования в трубопроводе 26, его подключают к линии подачи метанола (не показано) с УКПГ.

Автоматизация процесса достигается установкой управляющего комплекса (например «СУФА», производства Воронежского механического за-

вода), который после снижения дебита газа на узле замера (например скважинный расходомер газа типа «Гиперфлоу», производства НПО Вымпел), или при фиксации снижения устьевого давления на буфере фонтанной арматуры (ФА), подает сигнал для открытия запорной арматуры и подачи компримированного газа из МКУ.

Снижение расхода (или падение давления, в случае с фиксацией по манометру) на самозадавливающейся скважине свидетельствует о накоплении в ней столба жидкости, который препятствует добыче газа. В случае снижения расхода на заданную величину, управляющий комплекс открытием запорной арматуры, обеспечивает закачку необходимого количества компримированного газа из МКУ 18.

Закачка газа в затрубное (кольцевое) пространство обеспечивает увеличение дебита газа и рост скорости газожидкостного потока до минимально необходимой для выноса жидкости. После ликвидации столба жидкости управляющий комплекс приостанавливает подачу компримированного газа из МКУ, перекрыв запорную арматуру.

С течением времени, на месторождении происходит снижение пластового давления, а управляющему комплексу для выполнения своих функций необходимы точные показатели без учета влияния столба жидкости. Для этого необходимо использовать прогностические показатели и закладывать плановое снижение параметров разработки в управляющий комплекс.

Заявляемая совокупность действий и их последовательность обеспечивает длительную и бесперебойную эксплуатацию куста обводняющихся скважин, без проведения ремонтных работ с глушением, сохраняя фильтрационные свойства продуктивного пласта.

Для примера возьмем куст газовых скважин № 611 Ямбургского НГКМ. Данный куст скважин оборудуют управляющим комплексом 17 и МКУ 18. После чего к МКУ 18 подводят трубопровод 24, по которому газ из скважин через шлейф 10 поступает на МКУ 18, и трубопровод 25, через который уже компримированный газ поступает обратно в шлейф 10. К трубопроводу 25 подсоединяют трубопровод 26, оснащенный дистанционно-управляемыми задвижками и идущий через скважины куста на горизонтальное факельное устройство 13. Трубопровод 26 соединяют с нижними задавочными линиями скважин 6, что позволяет проводить закачку компримированного газа из МКУ 18 в затрубное пространство скважин 50. Для предупреждения возможного образования гидратов в трубопроводе 26, его подключают к линии подачи метанола (не показано) с УКПГ.

Допустим, на скважине № 2 замерное устройство зафиксировало падение расхода. Управляющий комплекс подает сигнал на открытие задвижек 27, 29, 31. После чего компримированный газ из МКУ 18 поступает через нижнюю задавочную линию 6 в затрубное пространство скважины № 2. После ликвидации столба жидкости задвижки 27, 31 закрывают и проводят стравливание газа в трубопроводе 26 на ГФУ 13, путем открытия задвижек

32, 35, 38, 41, 44, 47, 49. Далее задвижки 29, 32, 35, 38, 41, 44, 47, 49 закрывают и эксплуатация куста продолжается.

Заявляемое решение позволит эксплуатировать куст скважин без снижения продуктивности вследствие скопления на забоях жидкостной пробки и остановки скважин по причине их самозадавливания. Таким образом, решается одна из основных проблем поздней стадии разработки месторождения.

Анализ результатов применения ГРП на добывающих, наклонно-направленных скважинах, объект ЮС2

Абилов Т.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На объекте ЮС2 гидроразрыв пласта проводится с 1994 года. За период 2008–2013 гг. проведено 166 скважиноопераций ГРП в 145 скважинах, из них в добывающих скважинах – 137, в нагнетательных скважинах – 29 (в том числе 15 в скважинах, находившихся в отработке на нефть).

В процессе проведения работ использовались различные технологии ГРП с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещин. Масса проппанта, характеризующая объем закрепленной трещины в добывающих скважинах, изменялась от 6.1 до 85.0 т, составляя в среднем 49.5 т;

За 2008–2013 гг. дополнительная добыча от проведения 437 скважиноопераций ГРП составила 747.51 тыс.т нефти при удельной эффективности 4.5 тыс.т/скв.-опер.

Добывающие скважины. В действующих скважинах проведена 41 скважинооперация, из них в наклонно-направленных скважинах – 23, в боковых стволах – 18.

В действующих наклонно-направленных скважинах проводился стандартный ГРП – 1 скв.-опер., объёмный ГРП – 12 скв.-опер. и многообъёмный – 10 скв.-опер.

Масса закачки проппанта при проведении стандартного ГРП составляла 25.0 т.

По состоянию на 01.01.2014 дебит жидкости (нефти) скважин составил 12.2 (8.4) т/сут, что в 2.7 (3.5) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции снизилась до 31.1 % [1,2,3].

За счёт проведения стандартного гидроразрыва дополнительно добыто 1.78 тыс.т нефти, прирост дебита нефти составил 4.3 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 1.98 тыс.т/скв.

Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 37.4 до 57.0 т (в среднем 47.8 т), рисунок 1.

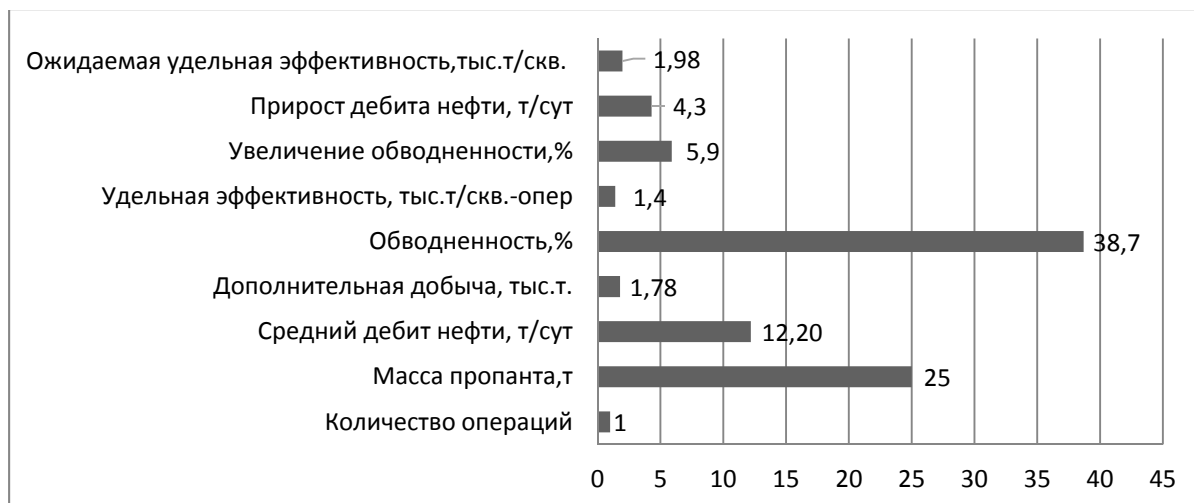


Рисунок 1. Стандартное ГРП в наклонно-направленных скважинах, объект ЮС2

После проведения 12 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 4.4 (3.4) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 7.3 (4.6) до 31.9 (15.8) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 12.4 % (с 38.0 до 50.4 %).

По состоянию на 01.01.2014 переведены на другой объект три скважины (№1406, 2515, 3312), зарезка бокового ствола проведена в скважине №2085. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 13.6 (6.9) т/сут, что в 1.7 (1.5) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции составляет 49.5 %.

За счёт проведения 12 объёмных ГРП дополнительно добыто 77.98 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 6.50 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 5.2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 9.33 тыс.т/скв.-опер., рисунок 2.

Многообъёмный ГРП проведён в 10 действующих наклонно-направленных скважинах. Масса закачки пропантанта составляла от 60.0 до 80.9 т на этап при среднем значении 66.2 т.

После проведения воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 5.2 (4.4) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 7.2 (5.1) до 37.6 (22.5) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 10.7 % (с 29.4 до 40.1 %).

По состоянию на 01.01.2014 в двух скважинах проведен повторный гидроразрыв. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 18.7 (10.4) т/сут, что в 2.6 (2.0) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 44.1 %.

За счёт проведения многообъёмных ГРП дополнительно добыто 73.17 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 7.32 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 6.8 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12.86 тыс.т/скв.-опер., рисунок 3 [4].

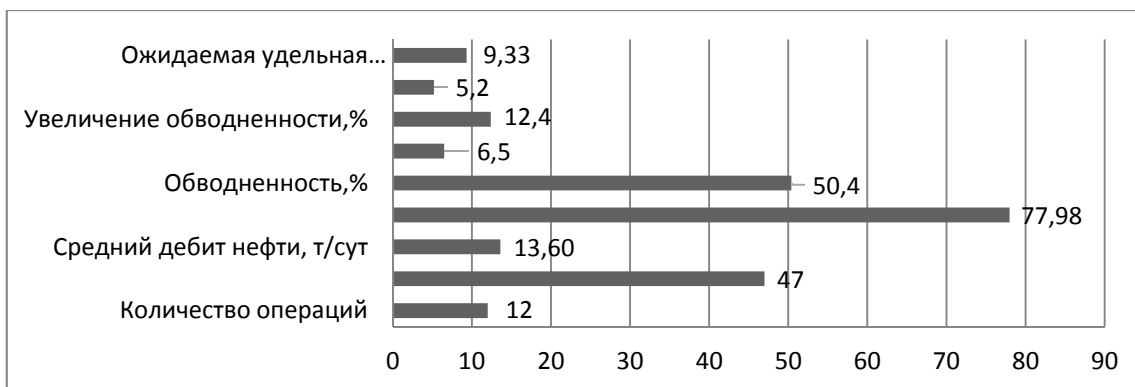


Рисунок 2. Объемное ГРП в наклонно-направленных скважинах, объект ЮС2

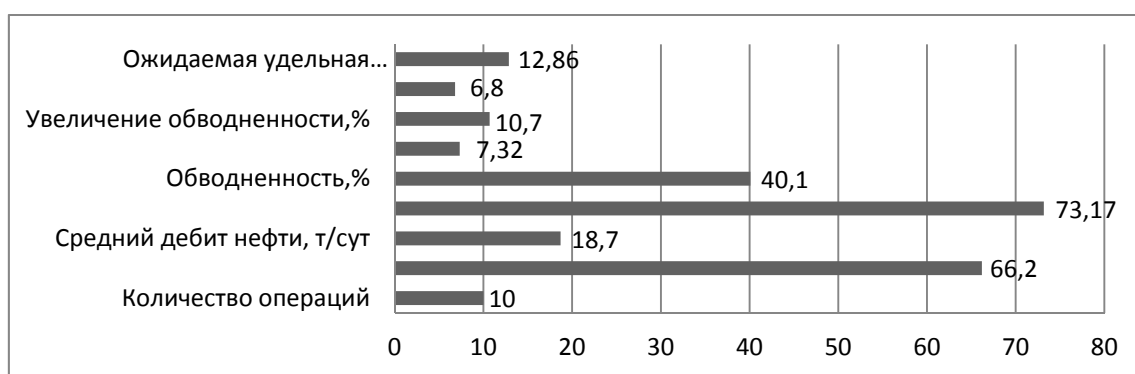


Рисунок 3. Многообъемное ГРП в наклонно-направленных скважинах, объект ЮС2

Заключение: Сравнительный анализ показал, что в добывающих, наклонно-направленных скважинах на объекте ЮС2 многообъемное ГРП-наиболее эффективный вид ГРП.

Библиографический список

1. Под ред. Д.А. Баталова «Справочник мастера по добыче нефти, газа и конденсата»: Справочное пособие. Книга в двух томах. - Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2010. - 352 с.
2. Апасов, Р.Т. Разработка и обоснование эффективных комплексных технологий воздействия на скважины с низкой продуктивностью после ГРП. Автореф. дисс. .канд. техн. наук. ТюмГНГУ, Тюмень, 2006
3. Карнаухов, А.Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин в терригенных коллекторах с техногенной трещиноватостью. Автореф. дисс. канд. техн. наук. ТюмГНГУ, Тюмень, 2007.
4. Казанцев П.Ю., Исследование технологий воздействия гидроразрывом пласта на поздней стадии разработки месторождений. Автореф. дисс. .канд. техн. наук. ТюмГНГУ, Тюмень, 2004.

Научный руководитель: Апасов Р.Т., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Управление проектом в строительстве на примере оптимизации технических решений обустройства седьмой очереди дополнительных скважин Вынгапуровского месторождения. Обустройство куста №301

Ахметшина А.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительство и разработка нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири стали одними из основных видов деятельности в регионе. Эта тенденция по-прежнему актуальна условиям, которые характеризуются на суше массивным выходом нефтедобычи в арктические зоны Крайнего Севера и подготовкой к выходу на шельфы северных морей.

Нынешняя экономическая ситуация в Российской Федерации не является благоприятной. Нестабильность курса рубля, ориентированного на нефть, очень сильно ударяет по экономике, так как стоимость нефти - главный фактор, влияющий на экономику. Именно поэтому на сегодняшний день очень важно, чтобы строительство объектов нефтедобычи было осуществлено в срок [1].

Тема ВКР: Управление проектом в строительстве на примере оптимизации технических решений обустройства седьмой очереди дополнительных скважин Вынгапуровского месторождения. Обустройство куста №301.

Оптимизация организационно-технологических решений - это процесс поиска варианта, обеспечивающего эффективное использование материально-технических ресурсов с максимальным сокращением сроков выполнения работ.

Цель ВКР- более полное погружение в один из разделов ВКР, с выявлением закономерностей и зависимостей от тех или иных факторов, построение корреляции.

Основными задачи ВКР являются:

- Оптимизация технических решений;
- Оптимизация ПОС на основании трудоёмкости;
- Оптимизация стоимости.

В большинстве случаев проектные институты принимают конструктив без обоснований и конкретных расчетов, что в конечном счете может привести к необоснованному расходу материалов, затрат на их транспортировку к месту выполнения работ, переплате подрядчику за выполненные работы [2,3].

Одним из важнейших критериев реализации проекта в нефтегазовой отрасли являются сроки строительства, так как чем раньше произойдет ввод объектов нефтедобычи, тем скорее будет получена прибыль с данных объектов[4]. Однако ранний ввод объектов обеспечивается не так часто, поэтому подразумевается обязательным ввод объектов точно в срок, иначе

каждый день простоя будет нести потерю прибыли. В связи с тем, что на данный момент в Российской Федерации цена за баррель нефти составляет около 50 долларов, простои не просто нежелательны, должна быть полностью исключена их возможность.

В связи с этим в выпускной квалификационной работе (ВКР) предлагается осуществить поиск наиболее эффективных технических решений относительно объектов месторождения на примере снижения затрат на капитальное строительство и сокращения сроков [5].

Оптимизация-самый действенный способ снижения расходов и сокращения времени на капитальное строительство. Для этого необходимо произвести поиск альтернативных решений. Затем сопоставить их с типовыми и провести анализ возможностей оптимизации [6,7].

Использование оптимизации технических решений позволяет нефтедобывающим компаниям повысить эффективность, занять лидирующие позиции в нефтяной отрасли и создать максимальную стоимость для государства и акционеров.

Библиографический список

1. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

2. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

3. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

4. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

5. Муллаев Б.Т., Проектирование и оптимизация технологических процессов в добыче нефти., Том 2.

6. Михалевич В.С., Кукса А.И., Методы последовательной оптимизации.-М.: Наука, 1983. -207с.

7. Каспарьянц К.С., Малыгин В.Н. Основные вопросы оптимизации проектирования объектов обустройства нефтяных месторождений. Оптимизация обустройства нефтяных месторождений. Гипровостокнефть. Труды, вып. XXXI У, Куйбышев, 1979.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент.

Комплексный анализ особенностей разработки Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения на режиме естественного истощения

Бочков Р.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ен-Яхинское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1970 г. Промышленная разработка месторождения была начата в декабре 2003 г., при опережающей разработке двух газонасыщенных пластов, выделенных в два самостоятельных объекта [1].

Одним из первых проектных решений было – разработка газоконденсатной части месторождения с последующим вводом метода поддержания пластового давления. Чтобы реализовать данный метод Ен-Яхинское месторождение было разбурено 3 рядами скважин: один из них расположен в купольной части, то есть нагнетательный, а остальные два ряда расположены в периферийной части месторождения-добывающие.

Большая часть запасов газа на Ен Яхинском месторождении находится в газовых шапках. Объемы извлекаемого газа в 7 раз превышают запасы конденсата и в 11 раз запасы нефти. Из этого следует, что в первую очередь была организована добыча конденсатосодержащего газа из залежей. Дальнейшее продолжение разработки месторождения только газоконденсатных частей при истощении пластовой энергии негативно скажется на извлечении запасов нефти.

Теоретически было доказано, что внедрение методов поддержания пластового давления на любой стадии разработки приводит к повышению извлечения конденсата. Об этом свидетельствуют многие отечественные и зарубежные опыты, которые подтвердили возможность повышения конденсатоотдачи на стадии истощения пластовой энергии.

В процессе предварительных проработок для условий Ен Яхинского месторождения с помощью трехмерной модели были выполнены исследования влияния различных факторов конденсатоотдачи продуктивных пластов с поддержанием пластового давления в т.ч.:

- тип закачиваемого агента
- продолжительность предварительного истощения
- степень компенсации отбора
- продолжительность закачки

Технико-экономическая оценка различных вариантов показала, что наиболее целесообразным способом разработки месторождения при истощении пластовой энергии является сайклинг-процесс [2].

Залежи Ен Яхинского месторождения характеризуются сложным геологическим строением с наличием отдельных блоков различных фазовых

состояний пластовых углеводородных систем в них. Вследствие чего есть необходимость отдельного рассмотрения методов воздействия на залежь – самостоятельных или же в комбинации.

Поддержание пластового давления, в частности реализация сайклинг-процесса на месторождение способствует увеличению нефте- и конденсатоотдачи продуктивных пластов, однако отрицательно влияет на показатели экономической эффективности разработки залежи. Как уже ранее отмечалось, что при блочном строении залежи уменьшается технологическая эффективность данного способа разработки. Принимая во внимание все вышесказанное, целесообразно будет рассмотреть модификации принятой системы поддержания пластового давления с использованием частичного сайклинг-процесса.

В связи с этим, были сформулированы следующие варианты с вовлечением в разработку разведанных запасов углеводородов залежей двух пластов.

В 2005 году был утвержден последний проектный документ, в котором предусматривалась разработка двух продуктивных пластов в режиме истощения пластовой энергии до 2009 года. Далее планировалось поддерживать пластовое давление рецеркуляцией сухого отсепарированного газа в пласт при переводе среднего ряда газоконденсатных скважин в нагнетательные.

2 вариант предусматривает разработку залежей в режиме истощения пластовой энергии с забуриванием дополнительных газоконденсатных скважин в 2 пластах.

3 вариант, в принципе, аналогичен 2 варианту по количеству и системе размещения скважин, но газоконденсатная часть разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии, а нефтяная часть с поддержанием пластовой энергии при внутриконтурном заводнении.

4 вариант предусматривает поддержание пластового давления в залежи пласта с помощью внутриконтурного заводнения и закачкой сухого отсепарированного газа в прилегающие к контуру нефтеносности газоконденсатные скважины [3].

Результаты гидродинамических расчетов свидетельствуют о том, что внедрение сайклинг-процесса в газоконденсатной части пласта в совокупности с поддержанием пластового давления в нефтяной оторочке способствуют наиболее максимальному вытеснению нефти к забою добывающих скважин и оказывают существенное влияние на увеличение конечного коэффициента нефте- конденсатоотдачи, которые меняются в большую сторону по сравнению с представленными выше вариантами (1-3).

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки нижнемеловых отложений Ен Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Тюмень: ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 2012.

2. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. – М.: Недра, 1976. – 186 с.

3. Тер-Саркисов Р.М., Гриценко А.И., Шандрыгин А.Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. – М.: Недра, 1996. – 239 с.

Научный руководитель Мулявин С.Ф., д-р техн. наук, профессор кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Совершенствование системы разработки пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения

Бояр А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Разработка нефтяных и газовых месторождений на поздних стадиях неизбежно характеризуются: снижением проектных уровней добычи, стремительным ростом обводненности продукции, изменением структуры запасов и ухудшением свойств остаточной подвижной нефти. Эксплуатация таких месторождений становится нерентабельной ввиду больших капиталовложений. В связи с этим, существующие системы разработки эффективные на ранних стадиях разработки запасов, на поздней стадии требуют совершенствования, предполагающее использование новых технологических приемов и подходов, которые должны основываться на использовании детальной геологической информации о строении объектов, накопленной за весь срок разработки месторождения. Данная информация позволяет не только выявить зоны скопления остаточных запасов нефти и оценить их объемы, но и обеспечивает наиболее рациональный подход к созданию или выбору новых технологий воздействия на пласт, позволяющих достичь максимального коэффициента нефтеизвлечения из неоднородных объектов, характеризующихся неравномерной выработанностью запасов. [1]

Актуальность данной работы обусловлена предположительно высокими остаточными запасами нефти в основном эксплуатационном объекте.

Тевлинско-Русскинское месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Владелец лицензии на право пользования недрами является ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Производственную деятельность ведет ТПП «Когалымнефтегаз». Месторождение открыто в 1981 г., введено в разработку в 1986 г. В разработке находятся объекты: БС₁₀²⁻³, БС₁₁, БС₁₂, ЮС₁. По количеству запасов относится к крупным, имеет сложное геологическое строение. Характеризуется высокой неоднородностью строения пластов и невыдержанностью их по площади. По состоянию на 01.01.2014 г. на месторождении

пробурено 2893 скважины, в том числе 1923 эксплуатационных добывающих скважин, 912 нагнетательных и 58 водозаборных. На текущий момент месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризующейся снижением темпов добычи и значительным уровнем обводненности.

Продуктивный горизонт BC_{10}^{2-3} является основным объектом разработки месторождения, содержит 61 % начальных геологических и 70 % начальных извлекаемых запасов нефти промышленных категорий Тевлинско-Русскинского месторождения. Разработка объекта BC_{10}^{2-3} ведется с 1987 г.

На долю объекта BC_{10}^{2-3} приходится 92 % накопленной и 87 % текущей добычи нефти месторождения.

На объекте BC_{10}^{2-3} выделены три залежи: основная и две небольших залежи в районе скважин 104Р-Т и 59Р-ЗТ.

В связи с высокой неоднородностью строения разреза в горизонте BC_{10}^{2-3} были выделены 7 пластов, индексируемых как $BC_{10}^{2-3/1}$ - $BC_{10}^{2-3/7}$, что позволило установить определенные закономерности в распределении песчаного материала по площади в принадлежности к отдельным пластам.

На данный момент все пласты разрабатываются единым эксплуатационным объектом.

На объекте BC_{10}^{2-3} сформирована блоковая трехрядная система в сочетании с очаговым заводнением и обращенной семиточечной системой. Разбуривание произведено по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, с уплотнением сетки на нижнюю пачку в зоне развития максимальных нефтенасыщенных толщин. Закачка воды с целью поддержания пластового давления началась на объекте в 1988 году. [2]

Важнейшей проблемой при разработке объекта BC_{10}^{2-3} является расхождение проектных и фактических уровней добычи нефти. Это вызвано низким охватом вытеснением вследствие значительного превышения проницаемости трещин над проницаемостью матричных блоков, а также значительной разницей вязкости нефти и воды. Поэтому происходит неравномерный охват пласта заводнением, быстрое обводнение добывающих скважин.

В результате проведенного мной анализа, учитывающего ФЕС исследуемого пласта, а также мировой опыт разработки подобных коллекторов, было установлено, что наиболее эффективным видом воздействия для объекта BC_{10}^{2-3} является ВГВ в варианте закачки CO_2 в условиях смешиваемости. Для реализации ОПР по предложенной технологии были выбраны два участка пласта.

Но прежде чем заниматься совершенствованием текущей системы разработки исследуемого объекта необходимо снизить, либо зафиксировать на текущем уровне обводненность добывающих скважин. Основными причинами обводнения которых являются:

1. конусообразование;
2. негерметичность эксплуатационных колонн.

После решения данных проблем совершенствование системы разработки будет наиболее целесообразным.

Библиографический список

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки/А.А. Газизов. – М.: Недра, 2002. – 342 с.
2. Протокол № 6087 от 11.12.2014 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

Научный руководитель: Апасов Г.Т., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Управление строительным проектом обустройства куста скважин №1 Солоновского месторождения

Бураков В.А

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Российская Федерация занимает одну из лидирующих позиций по добычи нефти в мире. [1, 3] Поскольку нефтегазовая отрасль является локомотивом Российской экономики и нефть – это главная статья экспорта страны, то сложившаяся ситуации на мировом рынке оставляет желать лучшего. Обвал цен на нефть за последние годы: если летом 2014 года стоимость барреля нефти Brand была на отметке 112\$, то в начале 2015 года стоимость упала до 50\$, а к началу 2016 года установилась на отметке 32\$ за баррель.

Для России минимальная приемлемая стоимость барреля составляет 40\$. Несмотря на тесное сотрудничество России со странами ОПЕК по поддержанию мировых цен на углеводороды путем сокращения добычи, вопрос о сокращении издержек путем оптимизации проектов по разработке нефтегазовых месторождений остается открытым. [2, 4]

Темой выпускной квалификационной работой является «Управление проектом обустройства (строительства) Солоновского месторождения. Куст скважин №1».

Управление проектом в строительстве представляет собой комплекс мер направленных на выполнение конкретных задач:

- Оптимизация графиков выполнения работ в условиях ограниченности ресурсов;
- Определение потребности в ресурсах и их рациональное распределение при реализации проекта;
- Оптимизация графиков поставки материалов и оборудования;
- Анализ рисков;
- Контроль над выполнением работ [8];
- Прогноз результатов и т.д.

Повышение эффективности при строительстве сводится к четырем методам управления проектом: стратегия, процессы, управление, персонал.

Стратегия. На этом этапе необходимо определить приоритеты, распределить роли участников проекта и зоны ответственности.

Процессы. Данный этап заключается в планировании выполнения проекта, т.е. точное и организованное выполнение всех этапов строительства, анализ сроков окупаемости и при необходимости внесение изменений в проект и выбор других вариантов его реализации.

Управление. Сущность данного этапа состоит и в контроле над каждым этапом реализации проекта, сбор необходимой информации для принятия оптимальных и правильных решений по распределению ресурсов и финансов.

Персонал. Зачастую при реализации проекта компаниям не хватает высококвалифицированных профессионалов. Решить эту проблему нехватки трудовых ресурсов стало возможным путем сотрудничества с вузами и созданием программ переподготовки и повышению квалификации внутри компании.

Не редко перед менеджерами по управлению проектом возникают проблемы с увеличением стоимости строительства. Причины заключаются в ошибках при проектировании, удорожании материалов и оборудования и т.д. Профессиональное решение данной проблемы заключается в поиске экономичных проектных решений и экономии денежных средств по другим позициям без ущерба для проекта.

Можно сделать вывод о том, что грамотное управление проектом позволит наилучшим образом сказаться на стоимости проекта, сроках его реализации, качестве и своевременно проанализировать все риски и альтернативные пути реализации проекта.

Основной целью выпускной квалификационной работы по обустройству (строительству) Солоновского месторождения. Куст скважин №1 является экспертиза, анализ и оптимизация:

- Конструктивных, технических и технологических решений проекта [6, 7];
- Проектно-сметной документации [9];
- Транспортной инфраструктуры;
- Основных технико-экономических показателей;
- Графиков производства работ и сроков строительства объекта.

Задачи ВКР:

– экспертиза существующего графика СМР проекта и составление графика производства работ на основании трудоемкости, с построением графика движения рабочей силы;

– Расчет потребности в количестве материалов и оборудования, а также их транспортировку и места складирования на основании полученного графика СМР;

– Расчет в потребности жилых городков и социально-бытовых помещений на основании полученного графика СМР.

Библиографический список

1. bp statistical review of world energy 2016
2. С. Кудияров. Нефтяной пат// Эксперт. 2017.№15(1025).
3. С.А. Баркалов. Управление проектами в строительстве / С.А. Баркалов, В.Ф. Бабкин. – Издательство ассоциации строительных вузов,2013, С 288.
4. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (ВІМ-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.
5. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.
6. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.
7. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
8. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.
9. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Набоков А.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть».

Анализ внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на Повховском месторождении.

Гаджиев М. Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе. По состоянию на 1.01.2012 добыча

нефти осуществляется из трех эксплуатационных объектов: БВ8, Ач и ЮВ1. Структура текущих извлекаемых запасов претерпела существенные изменения в сторону ухудшения по отношению к первоначальной.

НА 775 скважинах или 59.5% действующего фонда дебиты нефти не превышают 10 т/сут. С дебитами нефти более 50 т/сут. эксплуатируются 30 скважин или 2.3%. Средний дебит нефти действующего фонда составляет на 1.01.2013 г. 11.9 т/сут.

Начиная с 2004 года, отмечается увеличение объемов добычи, связанное со значительным объемом применения ГТМ, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов. Добыча жидкости в 2011 году составила в целом по месторождению 26069 тыс. т, что по сравнению с предыдущим годом больше на 1391 тыс. т или 5.6%, годовой отбор нефти при этом составил 5829 тыс. т, что на 105 тыс. т или 1.8% ниже, чем в предыдущем году.

Применение потокоотклоняющих технологий позволило сократить непроизводительную закачку и замедлить темп роста обводненности продукции скважин. Подавляющее большинство обработок на Повховском месторождении по выравниванию профиля приемистости проведено с применением двух групп химических композиций: осадко-гелеобразующие составы на основе ПАА и эмульсионно-суспензионные составы на основе эмульгатора Алдинол-10.

На месторождении на нагнетательном фонде в 2013 и в 2014 гг. проведено 155 и 224 обработки потокоотклоняющими технологиями соответственно, дополнительная добыча нефти составила 196,1 тыс. т в 2013 году и в прогнозе составит 218,568 тыс. т в 2014 году, при удельной эффективности в 1265 и 976 т/скважину-операцию, соответственно.

Производственной программой по ХМ ПНП на Повховском месторождении за 2014 г. было запланировано проведение 132 обработок нагнетательных скважин, мероприятия выполнены в количестве 224 скважино-операций. Планируемая дополнительная добыча нефти за счет проведения мероприятий на 01.01.2015 г. – 166,5 тыс.т. (по скважинам текущего года – 119,7 тыс.т, по переходящим скважинам – 46,8 тыс.т). Фактическая дополнительная добыча нефти за счет ХМ ПНП на 01.01.2015г. составляет 238,02 тыс.т. (по скважинам текущего года– 162,558 тыс.т, по переходящим скважинам – 75,46 тыс.т). На рисунке1 показано сравнение фактических и проектных показателей по технологиям. Фактическое выполнение обработок нагнетательных скважин осадко-гелеобразующим составом на основе ПАА превышает план на 31 скв.-опер.

Дополнительная добыча по обработкам выше плановых показателей. В связи с низкой приемистостью, там где осадко-гелеобразующие составы неприменимы возникла необходимость вне плана обработать 47 скважин гелеобразующей технологией на основе ПАА, а так же провели 1 опытно-промышленное испытание по технологии ГОС с новой маркой ПАА термостойкого PetroPamp-104Т.

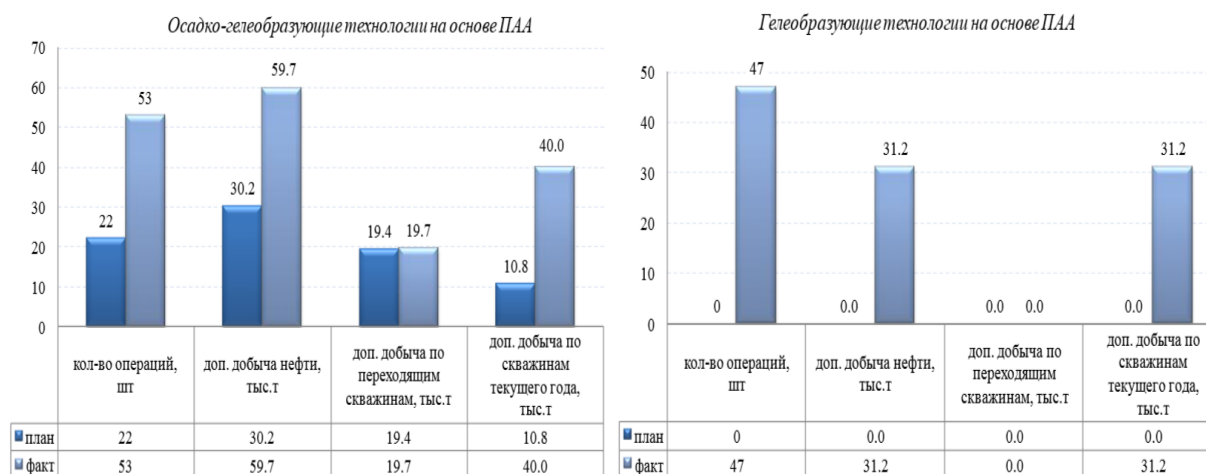


Рисунок 1. Сравнение фактических и проектных показателей по технологиям

По эмульсионно-суспензионным технологиям имеется перевыполнение плана на 13 скв.-опер. Соответственно, и суммарная дополнительная добыча нефти полученная на 01.01.2015 г. выше прогнозных значений.

Ассортимент химических методов ПНП, используемых в юрских пластах, весьма ограничен, что связано со спецификой геолого-физических условий данных объектов. В первую очередь это высокая пластовая температура, и во вторую – низкие коллекторские свойства. Результаты методов ПНП по технологиям представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты методов ПНП по технологиям. Объект ЮВ1

Технологии	Количество обработок, ед.		Дополнительная добычи нефти, тыс.т		Удельный эффект, т/скв.	
			Суммарная доп. добыча	Прогнозная суммарная доп. добыча	Только текущий эффект на 01.01.2014	Только текущий эффект на 01.01.2015
ГОС	0	1	0	0	0	0
ЭСС	19	1	16.55	0.78	871	784
ЭС	2	0	1.78	0	889	0
РВ-3П-1	0	1	0	1.44	0	1437
РВ-3П-1МС	0	1	0	1.21	0	1213
ГОС (ОПР Ретромар104Т)	2	1	1.84	0.16	920	164
ОПР (Галка-Термогель)	9	0	7.98	0	887	0
ОПР (ТВС-1)	0	6	0	1.92	0	321
Итого по месторождению:	32	11	28.15	5.52	880	502

После проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- Не применять в дальнейшем технологию ЭСС на объекте ЮВ в связи с низкой эффективностью;
- Для пластов группы Ю отдать приоритет водорастворимому термо-гелеобразующему реагенту РВ-3П-1МС и РВ-3П-1, а также водорастворимому осадкообразующему реагенту СОТ-12 на скважинах с низкой приемистостью;
- В скважинах с приемистостью менее 350 м³/сут приоритет отдавать гелеобразующей технологии ГОС;
- На объекте ЮВ проводить обработки по 2 раза в год;
- Эмульсионные и эмульсионно-суспензионные технологии преимущественно применять на скважинах с малой рабочей перфорированной толщиной.

Библиографический список

1. Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 166.
2. Берлин, А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор) / А.В. Берлин / Научно-технический вестник ОАО "НК" РОСНЕФТЬ". –2011.№ 22. - С. 16-25.
3. Беляева, А.С. Гелеобразующие технологии извлечения остаточной нефти на месторождениях Республики Башкортостан / А.С. Беляева //Экспозиция нефть и газ З/Н. -15 июнь 2011 г. –С. 17-18.

Научный руководитель: Апасов Г.Т., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Путевые подогреватели нефти для обустройства месторождений

Георгиян С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Теплообменными аппаратами - называются агрегаты для передачи тепла от одних сред (горячих теплоносителей) к другим (Холодным теплоносителям). Соответственно своему назначению теплообменные аппараты называют подогревателями, холодильниками, сублиматорами, плавителями и тому подобное.

По способу передачи тепла различают теплообменные аппараты поверхностные и смесительные.

В первом случае передача тепла происходит через разделяющие твердые стенки, во втором – непосредственным контактом (смешением) нагретых и холодных сред (жидкостей, газов, твердых веществ). Основание для теплообменных аппаратов должно обладать технологичностью строительных конструкций [4]. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность объекта и эффективность освоения вкладываемых ресурсов [5].

Путевые подогреватели марок ПП-0,63 и ПП-1,6.

На нефтепромыслах широкое применение нашли путевые подогреватели марок ПП-0,63 и ПП-1,6.

Данный путевой подогреватель — это печь прямоугольной формы. В ее корпусе расположены теплообменные трубы, по которым протекает нагреваемая нефть или другая жидкость. В нижней части корпуса размещены форсунки газа, камера сгорания топливного газа и жаровые трубы. К корпусу также примыкают выхлопная труба, указатель уровня воды и патрубков с краном для сброса выделившегося из воды газа в атмосферу.

Принцип работы путевого подогревателя заключается в следующем. Межтрубное пространство труб и жаровых труб заполняется водой, а нагреваемая нефть подается на проток через трубы. Тепло сгорания топливного газа, поступающего в камеру через форсунку, передается через жаровые трубы воде, находящейся в их межтрубном пространстве. От нагретой воды тепло в последующем передается трубам и далее через их стенки нагреваемой нефти.

В результате организации нагрева ВНЭ по описанной технологии температура нагрева не может быть более +100°C. Поэтому процесс солеотложений в трубах резко сокращается до минимума. Но, так как передача тепла сгорания топливного газа протекает через стенку в две ступени, КПД путевого подогревателя составляет только 45%.

Рассмотренные типы печей не могут применяться для сжигания попутных нефтяных газов, содержащих большое количество азота и низкое давление. Это связано с тем, что их гидравлическое сопротивление превышает давление газа и обуславливает необходимость применения при эксплуатации тягодутьевых машин как для топливного газа с низким давлением, так и для подачи воздуха в топку. Кроме того, при подаче воздуха и попутного нефтяного газа в топку, где тепло сгорания топлива не аккумулируется в достаточном количестве для поддержания горения последующих поступающих порций попутного нефтяного газа, вызывает не стабильное горение последнего, что при работе печей недопустимо.

Подогреватель ПБТ-1,6МВ.

Подогреватель ПБТ-1,6МВ представляет собой цилиндрическую емкость (корпус) с плоскими днищами, смонтированную на саях сварной конструкции.

В корпусе размещены топка, оборудованная горелочным устройством с электрозапальником и дымовой трубой, и продуктовый змеевик. В комплект поставки входит блок вентиляторного агрегата для подачи воздуха на горение.

Подогреватель оснащен системой автоматизации. Технологический процесс нагрева природного газа осуществляется следующим образом. Топливный газ на подогреватель отбирается из продуктового змеевика, поступает в блок подготовки топлива и далее на запальник и основную горелку.

Подготовленный газ сжигается в топке, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. Промежуточный теплоноситель нагревает продукт, циркулирующий в змеевике. Охлажденные продукты сгорания газа при помощи дымовой трубы выводятся из топки в атмосферу.

Корпус печи представляет собой цилиндрическую обечайку с двумя полуфланцами для крепления змеевиков с одной стороны и топки с другой. В верхней части обечайки корпуса печи имеется расширительный бачок, через который осуществляется заливка промежуточного теплоносителя. На корпусе врезаны штуцеры, бобышки монтажного и технологического назначения.

Змеевик имеет крепежный фланец, входные и выходные патрубки. Он выполнен из труб 89 мм двухтопочным. Сани подогревателя имеют сварную конструкцию из профильного проката и предназначены для установки и крепления опор корпуса, одна из которых является подвижной.

Топка представляет собой П-образную конструкцию из трубы 730 мм, в которой путем радиационно-конвективного теплообмена дымовые газы через стенку передают тепло промежуточному теплоносителю.

На боковой поверхности корпуса подогревателя размещен блок подготовки топливного газа с приборами очистки, редуцирования и контроля подачи топлива к горелочным устройствам.

Блок вентиляторного агрегата обеспечивает подачу воздуха в горелочное устройство и представляет собой отдельно стоящий утепленный блок.

К корпусу аппарата в рабочем положении крепится площадка обслуживания. Подогреватель оснащен средствами автоматизации, которые на нижнем уровне включают в себя полевой КИП, установленный непосредственно на подогревателе, на среднем уровне – систему автоматизации [6].

Система автоматизации осуществляет автоматический розжиг запальной и основной горелки с предварительной продувкой топочного пространства, отслеживание параметров технологического процесса нагрева продукта, рабочую и аварийную сигнализацию с автоматическим прекращением подачи топливного газа при отклонении от нормы контролируемых параметров.

Основываясь на изложенных данных можно сделать вывод что, теплообменные аппараты – это автоматизированная блочная газовая печь с водяным промежуточным теплоносителем, предназначенная для подогрева нефтепродуктов с целью их подготовки к транспортированию по трубопроводам [7], а также выполняющая подогрев воды для различных технологических целей. Помимо технологичности [4], путевые подогреватели нефти являются блочным оборудованием, максимальной заводской готовности, что облегчает их монтаж и

запуск в эксплуатацию и соответствует перспективному вектору индустриализации и интенсификации капитального строительства [8].

Библиографический список

1. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. -320 с
2. Ишмурзин А.А. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа: учебник. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2014. -532 с.
3. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование: учебник. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. -565 с.
4. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
5. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.
6. Тесля А.В., Коркишко О.А, Особенности проведения пуско-наладочных работ на объектах нефтедобычи // Российская наука в современном мире: Сборник статей VIII международной научно-практической конференции. – Москва: «Научно-издательский центр «Актуальность.РФ», 2017. – С. 62-64.
7. Чертков П.Ю., Коркишко А.Н., Применение жидко-керамической теплоизоляции на объектах нефтедобычи // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.
8. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент.

Метод ГДИ для скважин с высокими дебитами

Гладких А.Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день, для эффективной разработки нефтяных месторождений обширно используются промыслово-геологические методы воздействия на продуктивный пласт, а совершенствование систем разработки месторождений, сосредоточено на достижение максимального коэффициента нефтеотдачи.

Результаты ГДИ, получаемые на основе данных об изменениях давления и дебита в скважинах при различных режимах их эксплуатации, наиболее точно воссоздают фильтрационные процессы, происходящие непосредственно в пластовых условиях.

Эффективность эксплуатации залежей, зависит от степени соответствия геологической модели, заложенной в основу управления разработкой реальной залежи. Если недооценить литологические факторы формирования коллекторов, то это может привести к бурению «пустых» скважин и малоэффективной эксплуатации месторождений. Поэтому осадочные образования должны быть охарактеризованы литологически и режимами осадконакопления.

В основе диагностики осваиваемого разреза, заложен традиционный анализ описания керна, совместно с интерпретацией обстановок осадконакопления по форме кривых ГИС.

Интерпретация ГДИ позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин, а также особенности околоскважинной зоны пласта.

ГДИ в скважинах с высоким пластовым давлением

В скважинах, где в преимуществе фонтанирующие и высокие устойчивые дебиты, гидродинамические исследования проводятся двумя методами:

1. Метод КВД
2. Метод индикаторной кривой

Метод КВД – предполагает регистрацию изменения давления в остановленной скважине, закрытой путем герметизации устья, после непродолжительной работы с известным дебитом. Учитывая немаловажное влияние «после притока», длительность КВД должна быть не менее 3-5 суток. Измерения давления обязательно сопровождаются данными о предистории эксплуатации скважины за период в 5-10 раз превышающий период исследований.

Особенности:

- проводится в остановленной скважине при герметизации устья
- для определения параметров удаленной от скважины зоны пласта, длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния «после притока»
- восстановление давления в «чистой» КВД происходит за счет сжатия жидкости в пласте
- в фонтанирующей скважине регистрация забойного давления производится как при эксплуатации на штуцере, так и в загерметизированном стволе скважины

Основными параметрами, определяемыми по КВД, являются:

- пластовое давление;
- коэффициент гидропроводности (проницаемости);
- коэффициент пьезопроводности;
- приведенный радиус;

- скин-фактор;
- коэффициент продуктивности на 10 суток;
- коэффициент продуктивности потенциальный;
- радиус зоны исследования;
- время стабилизации режима.

Метод индикаторной кривой – подразумевает замер изменения давления, при установившихся отборах нефти (с обязательным замером дебита) при различных депрессиях. Минимальное количество режимов – 3, оптимальное – 4-5. Режимы максимального и минимального дебитов должны быть разными, в 3-5 раз. Время работы скважины на каждом режиме должно быть от нескольких часов до нескольких суток, в зависимости от дебита скважины. Метод применяется с целью определения наилучшего способа эксплуатации скважины.

- Регистрация кривых давления и температуры производится автономными манометрами типа АЦМ-4 и комплексными приборами СОВА

- Индикаторные кривые описывают зависимость между перепадами давления в скважине и ее дебитом, что является существенным инструментом для понимания поведения пласта и оценки производительности скважин.

Выводы

Однозначно, преимуществом ГДИ метода является то, что при использовании данной методики осуществляется непосредственное определение характеристик пласта, а именно фильтрационных свойств. Наиболее перспективны в этом плане исследования скважин и пластов, на неустановившихся режимах фильтрации.

Данный метод позволяет наиболее точно оценить и добиться максимального коэффициента нефтеотдачи, на основе данных изменения КВД и дебита в скважинах, при всех возможных режимах их эксплуатации.

Библиографический список

1. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Модель нестационарного течения и результаты стендовых испытаний // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». -2014. -№1. -С. 114-136.
2. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е., Хусаинов А.Т. Метод обращения геометрических фигур // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». -2014. -№2. -С.438-450.
3. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е., Хусаинов А.Т. Метод управления технической гидросистемой посредством анализа регулировочных кривых // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». -2014. -№2. -С. 14-32.
4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Модели элементов гидросистемы продуктивных пластов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». -2014. -№5. -С. 119-133.

Качественная оценка выработки запасов нефти заводняемых пластов на примере месторождения Западной Сибири

Гольцов А.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время значительная часть месторождений Западной Сибири, вводимых в эксплуатацию с 90-х годов прошлого столетия, находится на стадии падающей добычи или вовсе на заключительной (основной) стадии разработки.

Похожим образом обстоят дела и с одним месторождением юга Тюменской области. За девятнадцать лет разработки Ачимовского объекта, главного источника запасов месторождения, отбор от начальных извлекаемых запасов составил 56% при средней обводненности 82%. Продуктивные пласты объекта имеют сложное геологическое строение и характеризуются высокой степенью расчлененности, невыдержанностью по площади как нефтенасыщенных толщин, так и фильтрационно-емкостных свойств.

При таком соотношении отборов запасов нефти и обводненности достижение проектного коэффициента нефтеотдачи существующей системой разработки ставится под сомнение.

Для выбора дальнейшего направления совершенствования разработки (трансформация системы, применение той или иной разновидности МУН и др.) предлагается экспресс-метод, основанный на графоаналитическом решении задачи Бакли-Лeverетта [1,2].

Использование данного метода возможно только при наличии представительного объема керновых исследований по определению относительных фазовых проницаемостей.

1) Первым шагом является расчет [3] функции Бакли-Лeverетта и её производной, визуализация их на графике.

2) Затем определяется текущая водонасыщенность порового пространства исследуемого пласта. Для этого текущая средняя обводненность добывающего фонда с помощью уравнения (1) пересчитывается в обводненность фильтрационного потока.

$$f_{w(Aч)} = \frac{\frac{q_B \cdot \beta_B}{\rho_{B.пов}}}{\frac{q_H \cdot \beta_H}{\rho_{H.пов}} + \frac{q_B \cdot \beta_B}{\rho_{B.пов}}}, \quad (1)$$

где $f_{w(Aч)}$ – обводненность фильтрационного потока, д.ед; q_B и q_H – дебиты воды и нефти, т/сут; $\rho_{B.пов}$ и $\rho_{H.пов}$ – плотности воды и нефти в пов. усл., т/м³; β_B и β_H – объемные коэффициенты воды и нефти.

3) Далее на графике функции Бакли-Лeverетта и её производной (рисунки 1) определяется водонасыщенность на фронте вытеснения и соответ-

ствующее ей значение производной. Используя уравнение (2), находим значение средней водонасыщенности пласта.

$$\bar{S}_w = S_w + \frac{1 - f_w(Aч)}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}}, \quad (2)$$

где \bar{S}_w – средн. водонасыщенность пласта, д.ед; S_w – водонасыщенность на фронте вытеснения, д.ед; $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w}$ – производная функции.

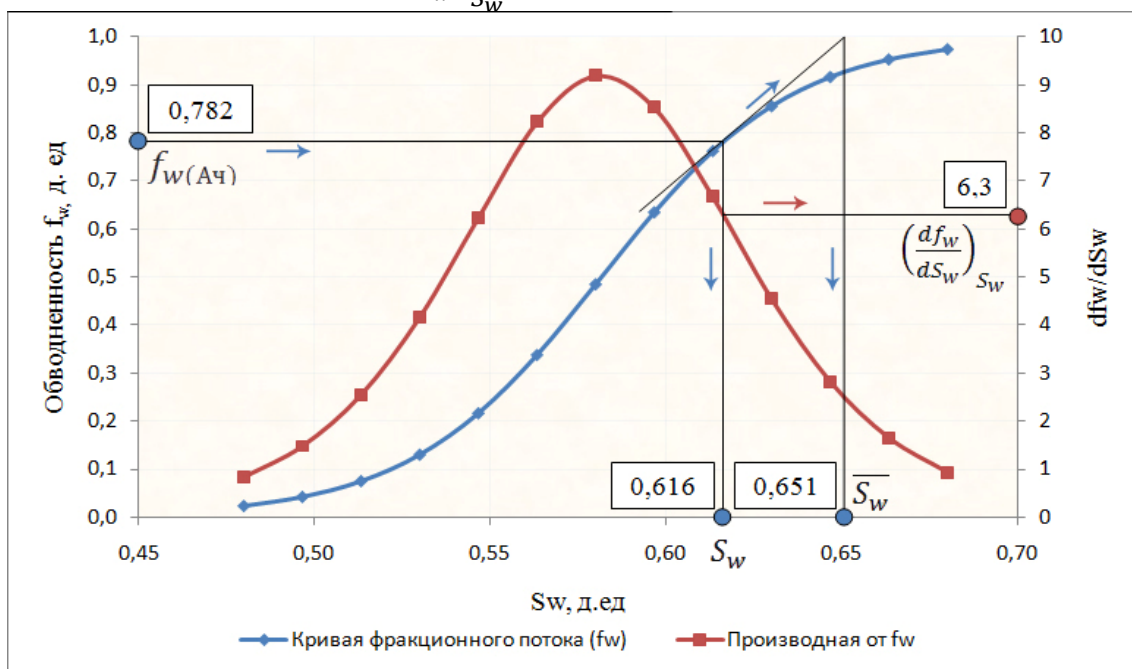


Рисунок 1. Определение текущей водонасыщенности пласта с использованием кривых Бакли-Левретта и её производной

4) По формуле (3) рассчитывается текущий коэффициент вытеснения нефти водой и сравнивается с утвержденным проектным (таблица 1).

$$K_{\text{ВЫТ}}^{\text{тек}} = \frac{\bar{S}_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr}}, \quad (3)$$

где S_{wcr} – остаточная водонасыщенность, д.ед.

Таблица 1

Результаты анализа нефтенасыщенности пластов

Пласт	Ач1 ¹⁻³	Ач1 ⁴	Ач2 ¹⁻¹	Ач2 ¹⁻²	Ач2 ²	Ач3
S_{owcr}	0,680	0,690	0,680	0,710	0,700	0,690
\bar{S}_w	0,651	0,666	0,666	0,662	0,676	0,654
$K_{\text{ВЫТ}}^{\text{УТБ}}$	0,380	0,376	0,371	0,425	0,399	0,349
$K_{\text{ВЫТ}}^{\text{тек}}$	0,329	0,318	0,332	0,337	0,352	0,279
$\Delta K_{\text{ВЫТ}}$	0,051	0,058	0,039	0,088	0,047	0,070
	13,4%	15,4%	10,5%	20,7%	11,8%	20,1%

Отклонение фактических коэффициентов вытеснения нефти от утвержденных варьируется в пределах от 10,5 до 20,7% по различным пластам, что позволяет судить об эффективности воды в качестве вытесняющего агента.

На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что пропластки, участвующие в процессе заводнения, не являются полностью выработанными. Однако дальнейшая прокачка не позволит достичь проектный КИН, значительная часть запасов не дренируется – необходима разработка мероприятий по их вовлечению в добычу.

Библиографический список

1. Backley, S.E. Mechanism of fluid displacement in sands [Text] / S. Backley, M.C. Leverett // Trans. AIME. – 1942. – №1. – p. 107-116.

2. Дейк, Л.П. Практический инжиниринг резервуаров [Текст] / Л.П. Дейк ; пер. с англ. под ред. М.Н. Кравченко. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.

3. Tarek, A. Reservoir engineering handbook [Text] / A. Tarek. – Houston: Gulf Publishing Company, 2000. – 1164 p.

Научный руководитель: Грачев Сергей Иванович, д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РЭНГМ, ТИУ.

Обустройство и освоение нефтегазовых месторождений (на примере Пякяхинского месторождения)

Гурнак Е.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефтегазовая отрасль промышленности является основополагающей в российской экономике, она обеспечивает не только благосостояние населения в целом, но и функционирование других отраслей. Поэтому вместе с эксплуатацией существующих месторождений непрерывно продолжаются поиски новых источников нефти и газа.

Месторождения нефти и газа имеют довольно длительный жизненный цикл. Его можно разделить на 2 основных этапа: поиск (разведка) и добыча.

Поиск в среднем занимает около 5-10 лет и включает в себя:

– открытие нефтяных или газовых месторождений - нефть и газ залегают в горных породах – коллекторах, как правило, на значительной глубине. Чтобы обнаружить нефтяные залежи в толще горных пород, проводят сейсмические исследования.

– оценку запасов новых месторождений – оценка начальных и извлекаемых запасов нефти и газа. Для более качественной оценки запасов бурят оценочные скважины. А бурение разведочных скважин помогает уточнить размер и структуру месторождения.

На этом этапе производится экономическая оценка целесообразности разработки месторождения исходя из прогнозных уровней добычи нефти и газа и ожидаемых затрат на его обустройство.

Непосредственная добыча нефти и газа составляет 15-30 лет и содержит в себе следующие этапы:

1. Подготовка к освоению месторождения.

С целью оптимального освоения нефтяного месторождения разрабатывается Проект разработки (Технологическая схема разработки) и Проект обустройства месторождения. В проектах предусматривают:

- необходимое количество и расположение скважин;
- оптимальный способ разработки месторождения;
- типы и стоимость необходимого оборудования и сооружений;
- систему сбора и подготовки нефти;
- меры по охране окружающей среды.

2. Добыча нефти и газа.

Период разработки месторождения состоит из нескольких стадий:

- стадия растущей добычи;
- стабилизация добычи на максимальном уровне (плато);
- стадия падающей добычи;
- завершающий период.

3. Ликвидация месторождения.

После того как уровень добычи становится ниже рентабельного, разработку месторождения прекращают, а лицензию возвращают в государственные органы.

По величине извлекаемых запасов нефтегазовые месторождения можно разделить на:

- уникальные – более 300 млн т нефти или 500 млрд м³ газа;
- крупные – от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 500 млрд м³ газа;
- средние – от 5 до 30 млн т нефти или от 5 до 30 млрд м³ газа;
- мелкие – от 1 до 5 млн т нефти или от 1 до 5 млрд м³ газа;
- очень мелкие – менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд м³ газа.

По фазовому соотношению нефти и газа месторождения классифицируются на [1]:

- нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газонефтяные, в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объёму условного топлива нефтяную часть залежи;
- нефтегазовые, к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объёму условного топлива менее 50 %;

- газовые, содержащие только газ;
- газоконденсатные, содержащие газ с конденсатом;
- нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

Добыча ископаемых осуществляется путем бурения скважин. Скважины сооружаются путём последовательного бурения горных пород, удаления разбуренного материала и укрепления стенок скважины от разрушения. Добыча углеводородов через нефтяную скважину может осуществляться путём фонтанирования (при наличии избыточного давления в нефтяных пластах), с помощью насосов, путём искусственного создания пониженного давления в скважине, обеспечивая тем самым приток нефти к забою [2].

Пякяхинское месторождение было открыто в 1989 году скважиной №2001 «Главтюменьгеологии». Данное месторождение относится к нефтегазоконденсатному типу. Были выявлены 6 нефтяных, 1 газоконденсатнефтяная, 1 нефтегазоконденсатная, 7 газоконденсатных и 1 газовая залежей пластово-сводового и литологически экранированного типов. Пякяхинское месторождение занимает 160 км² находится на 595 км восточнее г. Салехарда. Территория приурочена к куполовидному поднятию Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В 2009 году ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (входит в состав ПАО «ЛУКОЙЛ») начало обустройство месторождения (хотя первая разведочная скважина была пробурена еще в 2005 г.). На месторождении была введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция (ГТЭС) мощностью 24 МВт, что явилось окончанием 1-го подготовительного этапа обустройства, и уже к 2014 году добыча составила 69,5 млн. тонн нефти и 234,2 млрд. м³ газа. Суммарные запасы газа ПАО «ЛУКОЙЛ» оценивает в 945 млрд. м³, что позволяет отнести это месторождение к категории уникальных. Объем инвестиций в разработку месторождения составляет 100 млрд. рублей.

На Пякяхинском месторождении планируется пробурить 420 скважин, из которых 219 нефтяных, 105 нагнетательных, 96 газовых.

С 2014 г. началась активная фаза обустройства: строительство установки комплексной подготовки газа, установки подготовки нефти (УПН), насосной станции системы поддержания пластового давления, установки деэтанзации и стабилизации конденсата, обустройство производственной базы промысла, вспомогательных объектов, выросли темпы бурения скважин.

В конце 2016 года «ЛУКОЙЛ» ввел в промышленную эксплуатацию нефтегазоконденсатное месторождение. На месторождении уже пробурено 107 скважин: 72 нефтяные и 31 газовая. Добыча из 36 скважин составляет более 3 тысяч т/сутки нефти. Запасы месторождения на начало 2016 г составляли 69,1 млн. т нефти и 253,3 млрд. м³ газа. Углеводороды транспортируются по магистральному нефтепроводу Заполярье – Пурпе протяженностью 488 км.

В пределах Большехетской впадины была открыта газовая залежь в ачимовских отложениях, при испытании которой получен промышленный приток газа дебитом 65 тысяч м³/сут.

В 2017 году ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» намерена добыть на месторождении 1,5 млн тонн нефти и газового конденсата и 3 млрд кубометров природного газа, что приблизит компанию к докризисным временам. Пик добычи жидких углеводородов (1,7 млн. тонн) придется на 2021 год, газа (5,2 млрд. кубов) – на 2020 год [3].

На Пякяхинском месторождении уже построены природоохранные объекты, в том числе полигон твердых бытовых и промышленных отходов.

Библиографический список

1. Антонова Е.О., Крылов Г.В., Прохоров А.Д., Степанов О.А. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 307 с: ил.;
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 1007 с: ил.;
3. Повестка дня: Итоги – 2016 // Эксперт – Урал. – 2016. - № 1-3. – с. 18.

Научный руководитель: Васильев Е.В., канд. экон. наук, доцент.

Влияние теплообмена в газоконденсатных скважинах на формирование парафиновых плёнок в условиях Западно-Сибирской равнины

Дмитриев И.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для организаций, занимающихся разработкой и эксплуатацией месторождений, важна методика, прогноза формирования отложений, в том числе и без проведения экспериментальных исследований проб пластового флюида. Ниже представлен метод определения температуры застывания парафина, опробованная для ачимовских залежей, и показавшая высокую адекватность эксперименту.

Смеси углеводородных компонентов с разной температурой плавления при охлаждении выделяют в твёрдую фазу одну из составных частей, чаще всего парафин, образующий кристаллическую решётку по всему объёму углеводородной смеси и лишает её подвижности, хотя значительная часть углеводородов при этом находится в свободном текучем состоянии. Поэтому термин «температура застывания» по отношению к УВ-смесям характеризует образование геля, который при определённых условиях стано-

вится достаточно прочным, чтобы прекратить текучесть УВ-смеси. Воспользуемся известным методом прогнозирования температуры застывания по уравнению:

$$(t_3 + 273.15)^{n_3} = \sum v_i \times (t_{3i} + 273.15)^{n_3}, \quad (1)$$

где n_3 – показатели степени, которые в общем случае подбираются эмпирически; v_i – объемные доли псевдокомпонентов, t_{3i} – температуры застывания псевдокомпонентов. Анализ результатов исследований составов и физико-химических свойств конденсатов месторождений севера Тюменской Области (парафинистых конденсатов ачимовских залежей) показал, что величина n_3 не является константой, а меняется в зависимости от фракционного состава углеводородного продукта.

Воспользуемся простым способом математической обработки экспериментальных данных основанном на использовании полиномов. Для решения поставленной задачи по имеющимся экспериментальным данным для 18 проб конденсатов, нефтей и продуктов их переработки были определены значения показателей степеней уравнений (1), при которых расчётные и экспериментальные значения температур застывания анализируемых продуктов становятся равными. Приняв рассчитанные таким образом показатели степени в качестве «экспериментальных», провели математическую обработку полученного массива для получения корреляционных уравнений. Построив зависимости «экспериментальных» показателей степени от температур выкипания 90, 95 и 98% масс. углеводородных продуктов (Т90, Т95, Т98), получили полиномиальные уравнения для расчётов показателей степеней.

Найденное уравнение расчёта показателя степени для определения t_3 :

$$n_3 = AT_x^4 + BT_x^3 + CT_x^2 + DT_x + E, \quad (2)$$

где T_x – температура выкипания 90, 95 и 98% (масс.) исследуемого сырья, °С;

$T_{90} = [205;510]$, $A = -2,163 \cdot 10^{-9}$, $B = 3,9 \cdot 10^{-6}$, $C = -2,65 \cdot 10^{-3}$, $D = 7,85 \cdot 10^{-1}$, $E = -71,2$.

$T_{95} = [245;560]$, $A = -8,85 \cdot 10^{-10}$, $B = 2,1 \cdot 10^{-6}$, $C = -1,83 \cdot 10^{-3}$, $D = 6,74 \cdot 10^{-1}$, $E = -74,9$.

$T_{98} = [285;560]$, $A = -4,79 \cdot 10^{-10}$, $B = 1,4 \cdot 10^{-6}$, $C = -1,45 \cdot 10^{-3}$, $D = 6,33 \cdot 10^{-1}$, $E = -83,1$.

В скобках указаны допустимые диапазоны соответствующих температур выкипания. При иных значениях T_{90} , T_{95} , T_{98} следует применять показатель степени $n_3 = 8$.

Представленные корреляционные зависимости позволили для ряда нефтеконденсатных продуктов северных месторождений Тюменской области значительно улучшить результаты прогнозирования их температуры застывания. Для ачимовских конденсатов использование постоянных значений показателей степени приводило к отклонению прогнозируемых вели-

чин от фактически определяемых на 20°C и более, а при использовании описанной в настоящей работе методики (т.е. переменных значений показателей степени) они в большинстве случаев существенно ниже. В таблице 1 представлены результаты расчётов температуры застывания парафина.

Таблица 1

Сравнение расчётных и экспериментальных результатов

	Плотность при 20°C, кг/м ³	эксперимент	Разность экспериментальных и расчётных температур, °C				
			n=8	T=90°C	T=95°C	T=98°C	По p
Ур. Мест., скважина 774, конденсат.	780	-1	-12	-1	-1	-1	-2
Ново-Ур. мест. Пилотная установка. Товарный конденсат.	797	4	-16	-6	-5	-4	-5
Ново-Уренгойское месторождение. Пилотная установка. Конденсат из дегазатора 1 ступени.	784	6	20	-9	-8	-7	-9
Ново-Уренгойское месторождение. Пилотная установка. Конденсат из низкотемпературного сепаратора.	761	3	24	-10	-10	-9	-10
В-Ур. месторождение. Скважина Р-336. Стабильный Конденсат.	802	-6	5	5	6	7	4
Ново-Уренгойское месторождение. Пилотная установка. Конденсат из входного сепаратора.	786	-13	10	3	3	3	3
Ново-Уренгойское месторождение. Пилотная установка РВС-200. Конденсат.	759	-11	20	-5	-5	-5	-3
В-Уренгой. Роспан. Выветриватель.	778	-6	10	3	3	3	5

Основным результатом разработки новых методов расчёта температуры застывания углеводородных продуктов является значительное повышение точности этих расчётов для конденсатов ачимовских залежей, что собственно и ставилось в качестве основной цели выполнения изложенных в настоящей статье исследований. С целью унификации расчётной процедуры целесообразно применение единой методики для всех типов конденсатов, нефти и продуктов их переработки.

Библиографический список

1. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. –М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 887с.
2. Касперович А.Г., Новопашин В.Ф., Магарил Р.З., Пестов А.К. Промысловая подготовка и переработка газоконденсатов: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. – 80с.
3. Алиев А.Г., Кузнецова В. П., Илясов А. И., Ключин А. Н. – «Борьба с парафиноотложениями при добыче, подготовке и транспорте газа и конденсата Карачаганского газоконденсатного месторождения», ВНИИЭгазпром, 1985.
4. Брусиловский А.И. – Фазовые превращения при разработке нефти и газа. – Грааль, Москва, 2002 г., 575 стр.

Научный руководитель: Шевелёв А.П. канд. физ.-мат. наук, доцент.

Эффективность применения горизонтальных скважин

Дорожкина М.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

За последние годы широкое применение получили технологии горизонтального бурения, позволяющие увеличить контакт скважины с пластом. Проблеме определения дебита жидкости скважины с горизонтальным окончанием на установившемся режиме притока посвящено много работ. Наиболее известные модели предложены Ю.П. Борисовым, S.D. Joshi, F.M. Giger, В.П. Меркуловым, Р.Д. Каневской, М.Х. Хайруллиним и т.д. [1]

Все эти формулы основаны на модифицированной формуле Дюпюи, в которой в знаменателе приведена сумма внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений, которые, в свою очередь, по-разному задаются у разных авторов.

В своей работе я рассматривала влияние мощности пласта и анизотропии на эффективность разработки горизонтальной скважиной.

Судя по приведенным зависимостям из рисунка 1 и 2, я могу утверждать, что горизонтальными скважинами целесообразно разрабатывать маломощные пласты и пласты с высокой вертикальной проницаемостью.

Для горизонтальных скважин (ГС) используется решение:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{\alpha + \sqrt{\alpha^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2rc} \right) \right)},$$

где α – большая полуось зоны дренирования, м.

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}$$

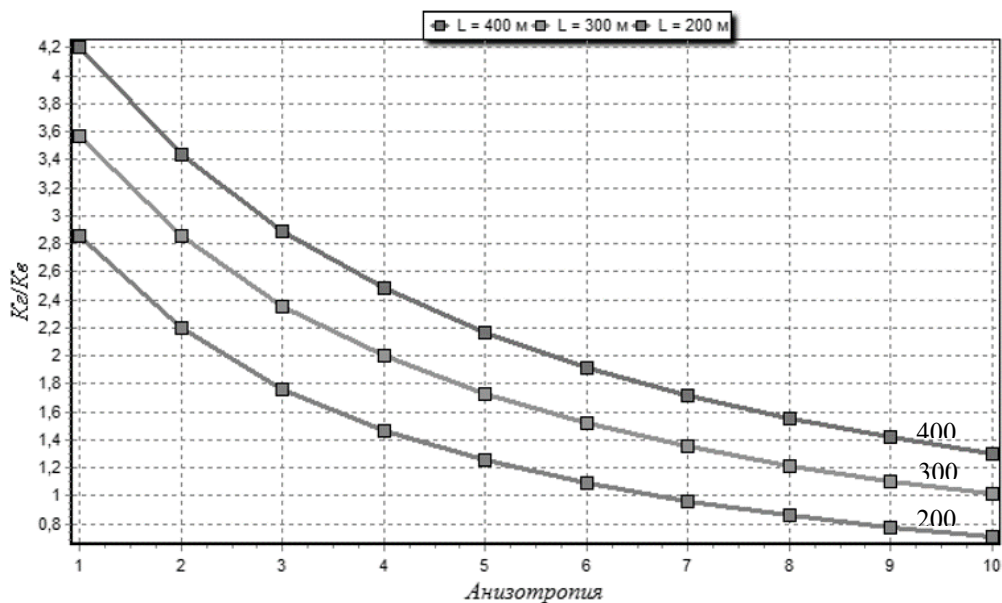


Рисунок 1. Отношение продуктивностей горизонтальной и вертикальной скважины при различной анизотропии и длине горизонтального ствола

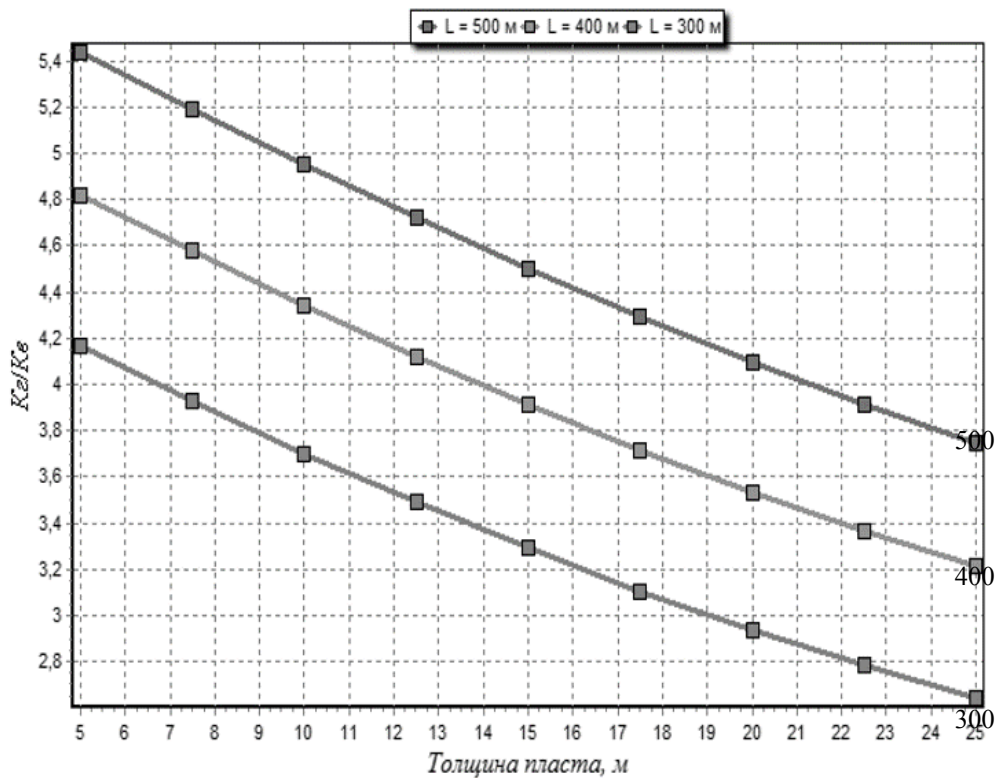


Рисунок 2. Отношение продуктивностей горизонтальной и вертикальной скважины при различной толщине пласта и длине горизонтального ствола

Для горизонтальных скважин (ГС) используется решение:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2rc} \right) \right)},$$

где a – большая полуось зоны дренирования, м.

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}.$$

Для наклонно-направленных скважин (ННС) используется решение Ю. П. Борисова:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{4R_k}{l \sin(\alpha)} \right) + \frac{h}{l} \ln \left(\frac{h \sin(\alpha)}{2rc} \right) \right)},$$

где α – зенитный угол, °; l – длина наклонного участка, м.

В ряде случаев вскрытие пластов ННС приводит к получению низких дебитов, быстрому обводнению скважин, незначительному коэффициенту извлечения, а также к деформации и разрушению призабойной зоны при создании депрессии выше допустимой. [1]

Проведя элементарные вычисления и сравнив продуктивности наклонно-направленных и горизонтальных скважин для анизотропного пласта при мощности менее 10 метров, я выявила, что продуктивность горизонтальной скважины гораздо больше в данных условиях.

Итак, использование ННС или вертикальных скважин малоэффективно при разработке месторождений с незначительной толщиной пласта, низкой проницаемостью, с наличием преимущественно вертикальных трещин, подошвенной воды, а также при освоении некоторых шельфовых месторождений. При таких условиях эффективно разрабатывать месторождения горизонтальными скважинами.

Библиографический список

1. Будников, В. Ф. Основы технологии горизонтальной скважины/ В. Ф. Будников, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков — Краснодар: Изд-во «Сов. Кубань», 2003. – 424 с.

Научный руководитель: Паршукова Людмила Александровна, канд. техн. наук, доцент кафедры НБ, ТИУ.

Системы термостабилизации грунтов

Жамгарян А.М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Вечная мерзлота – термин введен в научное употребление в 1927 году основателем школы советских мерзловедов М.И. Сумгиным [7]. Мониторинг температур вечномерзлых грунтов утверждает, что с начала двадцатого столетия их повышение происходило незначительно, но за последние десятилетия этот процесс заметно ускорился. Происходит протаивание вечной мерзлоты на обширной территории. Это значит, что нас ждет ускорение процесса глобального потепления климата, а значит и продолжение деградации вечной мерзлоты.

Более 60% территории нашей страны занимает вечная мерзлота. Именно здесь нам приходится добывать нефть и газ, развивать инфраструктуру, возводить поселки и города, прокладывать трубопроводы и дороги. Возникает вопрос: как вести строительство на вечномерзлых грунтах, чтобы не изменить их свойства и несущую способность при эксплуатации теплых зданий? Какие технологии применить, чтобы предупредить возможное оттаивание мерзлоты под возведенными объектами?

До последнего времени, одним из самых распространенных инженерных решений являлось строительство проветриваемых подполий на сваях. Однако, такое решение приводит к значительному удорожанию фундаментов (до 60% от общей сметной стоимости объектов). Также, до 40% зданий с использованием проветриваемых подполий начали испытывать деформации. Таким образом, опыт строительства на вечномерзлых грунтах показывает, что обычные технические решения малопригодны и даже расточительны в финансовом отношении. Для работы на Крайнем Севере нужны ультрасовременные технологии, благодаря которым удастся взять к себе в союзники даже самую суровую природу.

Разработаны несколько типов **сезонно-действующих охлаждающих устройств (СОУ)**. СОУ предназначены для того, чтобы грунт оставался в мерзлом состоянии – это обеспечивает устойчивость зданий и сооружений на сваях, и, ко всему прочему, сохраняет грунт в замерзшем состоянии вокруг опор ЛЭП и трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей. В основе системы сезонно-действующих охлаждающих устройств заложено устройство передачи тепла (термосифон), которое в зимний период извлекает тепло из грунта и передает его в атмосферу. Данная технология не нуждается во внешних источниках энергии – она естественно-действующая. Суть работы всех типов сезонно-действующих охлаждающих устройств не различается. Все они состоят из герметичной трубы, в которой расположен теплоноситель – хладагент: углекислота, аммиак и др. Труба состоит из двух чатей. Одна часть расположена

в земле и называется испарителем. Вторая, радиаторная часть трубы, находится на поверхности. Когда температура окружающей среды спускается ниже температуры почвы, где расположена подземная часть трубы, пары хладагента конденсируются в радиаторную часть. Давление снижается, и хладагент в испарительной части вскипает и испаряется. Данный процесс сопровождается переходом теплоты из испарительной секции в радиаторную.

Горизонтальная естественно-действующая трубчатая система (ГЕТ)

Система ГЕТ представляет собой герметично – выполненное термопередающее устройство, не нуждающаяся в электроэнергии и автоматически работающее в зимнее время, за счет силы тяжести и положительной разницы температур между почвой и окружающей средой. Данная система состоит из двух основных компонентов: первый – охлаждающие трубы, размещенные в основании сооружения, служат для циркуляции хладагента и замораживания грунта. Вторым элементом - **конденсаторный блок**, расположенный на поверхности грунта и соединяется с испарительной частью. В конденсаторном блоке за счет естественной конвекции и силы тяжести происходит конденсация паров хладагента и дальнейшая перекачки его по системе. **Принцип действия данной системы следующий:** в охлаждающих трубах грунт переносится к хладагенту. Хладагент переходит из жидкого состояния в парообразное. Пар движется в направлении конденсаторного блока, где конденсируется в жидкую фазу, отдавая тепло через ребрение в окружающую среду. Охлажденный и сконденсированный хладагент вновь стекает в испарительную систему и повторяет цикл движения. Хладагент системы – амиак. После того, как все охлаждающие трубы уложены в котлован, производится их засыпка. Затем укладывается слой эффективной теплоизоляции и снова производится засыпка из непросадочного грунта.

Вертикальная естественно-действующая трубчатая система (ВЕТ)

Различие системы ВЕТ от систем ГЕТ в том, что она состоит из размещенных в нужных расчетных точках вертикальных охлаждающих труб, которые связаны соединительными трубами с конденсаторным блоком. В единичной системе количество вертикальных труб не должно превышать 30 шт. глубиной от 10 до 15 метров. Система осуществляет глубинное замораживание грунтов в самых недоступных местах и в местах, где размещение надземных элементов нежелательно или невозможно, так как все охлаждающие элементы находятся под поверхностью грунта, также имеется возможность удаления конденсаторного блока до 70 метров. Системы «ГЕТ» и «ВЕТ» также обладают критерием – управляемость. Они способны справляться с необычными, нестандартными (непредвиденные тепловыделения, последствия аномально теплых зим, требования скорости строительства). В конструкции используются резервные трубы, которые могут подключаться к передвижной серийно-выпускаемой холодильной машине и производить принудительное охлаждение грунта.

Индивидуальные термостабилизаторы

Индивидуальные термостабилизаторы предназначены для охлаждения талых и пластичномерзлых грунтов под зданиями, эстакадами трубопроводов,

автомобильных и железнодорожных дорог, опор мостов, ЛЭП и другими сооружениями с целью повышения их несущей способности и предупреждения выпучивания свай. Термостабилизаторы помещаются в грунт вертикально или под наклоном и представляют собой однотрубную конструкцию с металлическим корпусом, заправленную хладагентом: углекислотой или аммиаком. Общая протяженность термостабилизатора от 10 до 23 метров. Высота надземной части до 3 метров. Испарительная часть термостабилизатора расположена в грунте и имеет защитное оцинкованное покрытие.

Используются два способа изготовления:

– *заводские термостабилизаторы*, при этом общая протяженность готового продукта по условиям транспортировки железнодорожным транспортом не превышает 13 м, автотранспортом - 16 м. Для перевозки термостабилизаторов большей длины существует вариант с U-образным сгибом пополам с последующим разгибом на объекте.

– *сборные термостабилизаторы*, монтируемые на объекте из отдельных заводских заготовок. С их помощью замораживаются грунты оснований глубиной до 12м в труднодоступных местах эксплуатируемых зданий и сооружений, например, под уже построенное проветриваемое подполье.

Глубинные СОУ

Глубинные СОУ предназначены для замораживания и температурной стабилизации грунтов платин, устьев скважин глубиной до 100 метров, с целью обеспечения их эксплуатационной надежности. Представляет собой герметичную неразъемную сварную конструкцию, заправленную хладагентом. Подземная часть уходит в глубину более чем на 13м. Одиночные СОУ имеют диаметр подземной части 57 и 89 мм, заполняются парожидкостным хладагентом двуокисью углерода на всю глубину промораживания. Монтируются и заправляются непосредственно на объекте. Эти СОУ автономны, то есть размещаются отдельно в вертикальных скважинах. Групповые СОУ состоят из нескольких индивидуальных термостабилизаторов, у каждого из которых свой горизонт замораживания. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность объекта строительства [8]. На всех стадиях проекта необходимо предусматривать варианты расчёта [9, 10].

Библиографический список

1. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88
2. Макаров В.И. Термосифоны в северном строительстве. Новосибирск: Наука, 1985.
3. Новые перспективы северного строительства жилых и административных зданий с применением углекислотных систем термостабилизации грунтов. Г.М. Долгих, И.П. Рило
4. Замораживание и термостабилизация грунтов в криолитозоне. И.П. Рило, К.А. Желудкова, Д.А. Клещин

5. <http://www.npo-fsa.ru/>
6. <http://simmakers.ru/tekhnologiya-termostabilizatsii-gruntov/>
7. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38).
8. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии - 2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.
9. С. 76.Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.
- 10."Шадькова Д.К., Коркишко А.Н. Стоимостной инжиниринг как основа управления проектом обустройства месторождения на примере компании ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12-4. – С. 930-934;

Научный руководитель: Набоков А.В., канд. техн. наук, доцент.

Критерии применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи

Журавлева А.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Большинство месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки, они характеризуются сложным строением и значительной долей остаточных запасов. Добыча нефти на месторождениях может быть существенно повышена за счет современных методов воздействия на пласты. В настоящее время методика выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи при проектировании разработки нефтяных месторождений представляет собой сложную процедуру, вследствие отсутствия определенного алгоритма подбора технологий воздействия для конкретных геолого-физических и экономических условий разработки.

Основными трудами в исследование эффективности применения и скрининга газовых методов увеличения нефтеотдачи стали работы Муслимова, Аладасани и Табера[3,4,5]. Данными авторами были определены интервалы применимости методов для критериев, основанные на статистической обработке опыта реализации проектов применения МУН на практике.

Главными критериями являются: тип коллектора, глубина залегания, проницаемость коллектора, начальная нефтенасыщенность, нефтенасыщенная толщина, пластовая температура, вязкость и плотность нефти.

Существует несколько методов скрининговых исследований. Традиционный скрининг осуществляется по принципу: «применим - не применим» и предусматривает использование поисковых таблиц с установленными «экспертными» интервалами применимости. В данном методе усредненные критерии сопоставляются с табличными значениями и вычисляется критериальный параметр применимости, зависящий от их попадания или непадения в интервал применимости. Строгие границы применимости методов приводят к тому, что даже небольшое отклонение от установленного интервала является причиной отрицательного решения о применимости данного типа МУН. Для преодоления данной проблемы используют скрининг, основанный на нечеткой логике. Выделяют дополнительные доверительные интервалы за пределами границ применимости, критериальный параметр применимости в которых может принимать значения от 0 до 1. Данные интервалы обоснованы опытом реализации методов увеличения нефтеотдачи на практике, полученные значения не являются универсальными при выборе МУН для конкретных геологических объектов. Главной задачей в данной работе является выработка полностью нечеткого интервала применимости для основных критериев, в первую очередь для проницаемости. Для достижения этой цели рекомендуется провести многовариантное гидродинамическое моделирование с изменением параметра проницаемости для нескольких характерных для определенного типа залежей синтетических моделей.

Библиографический список

1. Альварардо В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: Премиум Инжиниринг, 2011. – 244 с.
2. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого- физической информации // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сборник трудов Междунар. научно- практ. конф.. (г.Казань, 7-8 сентября 2011 года) – Казань, 2011, с. 229-232.
3. Муслимов Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. - Казань: Изд-во ЮГУ, 1999. – 280 с.
4. Aladasani A. et al. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques, SPE paper 130726, presented at the CPS/SPE International Oil and Gas conference and exhibition. Jun. 8 – 10. 2010. Beijing, China. – p. 24.

5. Taber J.J. EOR Screening Criteria Revisited. P.1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects / J.J. Taber, F.D. Martin, R.S. Seright // SPE Reservoir Engineering. – 1997. – V. 12. – №3. – P. 189-198.

Научный руководитель: Синцов И.А., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Проблемы эксплуатации газовых месторождений Западной Сибири, находящихся на завершающей стадии разработки

Зимин Е.С., Конев Д.А., Атеполихин В.В., Базаев А.А.

ООО «ТюменНИИГипрогаз», г. Тюмень

Добыча газа сеноманских газовых залежей составляет порядка 80% от всего газа, добываемого в Российской Федерации. Большинство промыслов введены в промышленную эксплуатацию более 20-25 лет назад и уже сейчас находятся на стадии падающей добычи.

Переход на стадию падающей добычи сопровождается снижением пластового давления, ростом уровня ГВК и необходимостью реконструкции газосборной сети с целью поддержания оптимальных режимов работы дожимной компрессорной станции (ДКС).

Технологические режимы работы газовых скважин зависят от системы сбора и подготовки газа. Режимы работы ДКС на завершающей стадии разработки определяют минимальное устьевое давление эксплуатации скважин. В зависимости от компоновки ДКС минимальное устьевое давление, необходимое для стабильной работы ДКС, может достигать значения 0,5 МПа. Такое значение устьевого давления говорит о наличии пластовой энергии, которую невозможно реализовать при текущей компоновке ДКС. Снижение пластового давления влечет за собой снижение скорости газа и скопление жидкости на забое скважин, что впоследствии приведет к самозадавливанию эксплуатационного фонда скважин. В результате вышеописанных проблем происходит преждевременное выбытие скважин в бездействующий фонд с последующей ликвидацией, либо переводом в наблюдательный фонд и, как следствие снижение объема дренируемых запасов газа и конечного значения коэффициента извлечения газа (КИГ).

С целью поддержания уровней отборов, достижения проектного значения КИГ, вовлечения в разработку низконапорного газа и более рациональной разработки существуют различные геолого-технологические мероприятия (ГТМ) и реконструкции объектов промысла:

– замена насосно-компрессорных труб (НКТ) на трубы меньшего диаметра;

- установка системы концентрических лифтовых колонн (КЛК);
- реконструкция ДКС с установкой многосекционных агрегатов высокой степени сжатия;
- установка модульных компрессорных установок (МКУ);
- продувка скважины с выпуском газожидкостной смеси в атмосферу;
- применение поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Замена НКТ – это дорогостоящее геолого-технологическое мероприятие, проводимое с остановкой скважины и, как следствие, со снижением продуктивности и дебита скважины. Замена НКТ является временным решением проблемы выноса жидкости с забоя скважины, так как с падением пластового давления скорость газа будет снижаться, и проблема скопления жидкости на забое вновь проявится.

В отличие от замены НКТ, система КЛК позволяет решить проблему выноса жидкости с забоя скважины без потери в дебите и не является временной мерой. КЛК позволяет оперативно регулировать скорость потока газа, тем самым обеспечивая вынос жидкости с забоя скважины. Газ, добываемый из пласта, разделяется на два потока и поднимается до устья по центральной лифтовой колонне (ЦЛК) и межтрубному кольцевому пространству (МКП), в устьевой обвязке оба потока объединяются и направляются дальше в газосборную сеть [1].

Продувка скважины обеспечивает вынос жидкости с забоя скважины, однако сопровождается большими выбросами газа в атмосферу, большими депрессиями, что приводит к разрушению призабойной зоны пласта.

Применение ПАВ позволяет уменьшить плотность скопившейся жидкости на забое скважины, тем самым обеспечив вынос её с забоя, однако массовое применение ПАВ может образовать устойчивые пенные составы в газосборной сети.

Реконструкция газосборной системы с установкой на ДКС многосекционных агрегатов высокой степени сжатия позволит снизить давление входа в ДКС, тем самым увеличив скорость газа в скважинах и шлейфах, что поможет предотвратить скопление жидкости, тем самым продлив время работы и жизни месторождения.

МКУ устанавливаются в точках объединения шлейфов и позволяют поддерживать давление на входе в ДКС. В зависимости от мощности и компоновки, МКУ позволяет установить устьевое давление значительно ниже, чем минимальное давление входа на ДКС, тем самым по аналогии с многосекционным агрегатом высокой степени сжатия повысить скорость потока газа в скважине. Однако, установка МКУ является более гибким инструментом, чем многосекционные агрегаты высокой степени сжатия, вследствие возможности адресного регулирования давления по шлейфам, а, следовательно, по группам скважин.

Все выше описанные ГТМ и реконструкции объектов являются предполагаемыми модернизациями газового промысла. ГТМ могут применяться, как совместно, так и по отдельности, поэтому для выбора оптимального сценария

разработки необходимо провести многовариационные расчеты с помощью актуальной геолого-технологической модели рассматриваемого промысла. На первом этапе рассчитываются всевозможные вариации каждого из предполагаемых ГТМ (подключения МКУ на устье каждой скважины, подключение МКУ к кустам скважин или в точках соединения шлейфов, различное количество КЛК на скважинах и т.д.) отдельно, что позволит выявить наиболее технологически эффективные сценарии разработки эксплуатируемой залежи. На втором этапе, с целью исключения взаимовлияния проводятся совместные расчеты выбранных типов ГТМ, по результатам которых проводится корректировка.

При проектировании типового газового промысла Западной Сибири на первом этапе расчета выявлена необходимость установки 6 МКУ и 71 КЛК. Однако, при совместном расчете выбранных ГТМ на геолого-технологической модели применение предлагаемого количества КЛК не подтвердилось, и впоследствии скорректировано и составило 27. В рассматриваемом варианте МКУ установлены в точках объединения шлейфов, что позволило увеличить скорость газа в скважинах, тем самым отказаться от применения КЛК в части скважин. В случае дальнейшей разработки только системой КЛК удастся избежать преждевременного выбытия скважин, однако реализовать оставшуюся пластовую энергию технически не возможно без реконструкции наземного оборудования. В случае с применением только МКУ часть скважин будет находиться под риском преждевременного выбытия вследствие не выноса жидкости с забоя скважины, поэтому применение системы КЛК и МКУ в данном случае технически эффективно.

После выбора наиболее оптимальных ГТМ необходимо провести технико-экономическую оценку выбранной стратегии развития промысла.

Библиографический список

1. Кустышев А.В. Разработка алгоритма прогнозирования режимов эксплуатации газовых скважин с применением концентрических лифтовых колонн на примере сеноманской залежи Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения / А. В. Кустышев, А. В. Красовский, Е. С. Зимин, М. А. Казанцев, М. Н. Киселев // Нефтепромысловое дело / Oilfield Engineering. – 2015. – № 2. – С. 18-20.

Проблемы разработки газовых месторождений в условиях сокращения объемов добычи и их пути решения

Зимин Е.С., Татариков Д.А., Ескин И.А., Тропина И.А.

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

В условиях значительного снижения потребительского спроса на газ, которое наблюдается в течение последних лет, на добывающих предприятиях ПАО «Газпром» возникает необходимость сокращения отборов газа.

На первый взгляд сокращение отборов газа на газовых промыслах является довольно распространённым мероприятием, направленным на общее снижение потока газа в скважинах, а также газосборных системах транспортировки и подготовки пластового газа. Однако в действительности осуществляемые мероприятия по снижению добычи газа на промыслах могут привести к существенным осложнениям при разработке месторождений природного газа.

На данный момент основной отбор газа газодобывающих предприятий ПАО «Газпром» приходится на месторождения Западной Сибири, а именно на верхние продуктивные горизонты сеноманского возраста. Одной из особенностей геологического строения данных залежей является наличие обширных водоносных горизонтов, постилающихся по всей площади газоносности. В условиях падающей стадии добычи газа, характерной на сегодняшний день для многих месторождений Западной Сибири, данная особенность сеноманских залежей приводит к значительным трудностям, а именно активному поступлению пластовой воды в газонасыщенную часть залежи.

Анализ фактической геолого-промысловой информации ряда других газовых месторождений также подтверждает наличие факта подъема уровня ГВК в наблюдательных скважинах при снижении отборов или остановки промыслов. В результате данная особенность продвижения пластовых вод при сокращении отборов газа на месторождении приводит к дополнительному заземлению части запасов газа. Преимущественно заземление запасов газа происходит в областях пониженного давления.

Еще одной проблемой, возникающей в виду снижения отборов газа на месторождении, является появления в скважинах эффекта самозадавливания. Задавливание скважин водой в связи со снижением отборов газа объясняется недостаточной скоростью потока газа для выноса жидкостной пробки с забоя скважины.

В совокупности вышеописанные проблемы приводят к снижению коэффициента газоотдачи и энергетической эффективности системы разработки месторождений в целом. Для обеспечения рациональной разработки залежи и минимизации негативных последствий предлагаются следующие пути решения.

Первое, что рекомендуется – это снижение отборов газа по скважинам и кустам. Не малое значение при выборе скважин для снижения отборов занимают добывные возможности пласта и продуктивность призабойных зон скважин. Кроме того, следует уделить внимание интенсивным пескопроявлениям в скважинах, эксплуатирующихся с высокими скоростями, и скважинам, работающим в режиме самозадавливания. Так как эксплуатация скважин с высокими скоростями и обильным выносом механических примесей приводит к необратимому абразивному износу лифтовых колонн и

устьевого оборудования. И как уже было отмечено ранее, нецелесообразно проводить сокращение добычи по месторождению со снижением дебита на скважинах ниже необходимого для выноса жидкости.

В связи с чем необходимо предусмотреть возможность проведения дополнительных продувок с целью удаления жидкости и сокращения риска самозадавливания скважин. Однако, частые продувки скважин могут негативно сказываться на состоянии призабойной зоны пласта (ПЗП) и могут привести к увеличению выноса механических примесей, негативное влияние которого уже отмечено. При необходимости такие скважины лучше останавливать на период сокращения добычи газа.

Также чтобы свести к минимуму риск сокращения фонда скважин в условиях эксплуатации со сниженными отборами рекомендуется проводить контроль динамики межколонных давлений в остановленных скважинах и выполнение периодических прогревов скважин в период остановок. При проведении данных мероприятий в первую очередь следует обосновать периодичность прогрева на каждой скважине. Как показывает анализ уже проведенных остановок промыслов, не рекомендуется отключать на длительный период скважины с высокими межколонными давлениями ввиду риска ухудшения технического состояния скважин.

Следующей рекомендацией по разработке газовых месторождений в условиях сокращения объемов добычи газа является перераспределение добычи газа в целом по месторождению, в особенности на многокупольных залежах. При выборе промысла для остановки или перераспределения уровней добычи газа следует учитывать фактические и прогнозные карты подъема газоводяного контакта (ГВК), распределение остаточных запасов газа в районе скважин данного газового промысла (ГП), а также данные, полученные по результатам расчетов на геолого-технологической модели месторождения. Так как нерациональный подход к данным мероприятиям может повлечь к преждевременному обводнению добывающих скважин и, как следствие, к существенному недобору газа.

Подводя итог вышесказанному, хотелось бы отметить, что для более точного и своевременного выбора сценария разработки месторождения в условиях сокращения отборов газа рекомендуется проводить предварительные расчеты технологических показателей с учетом снижения и перераспределения отборов газа на актуализированных геолого-технологических моделях. Выполненные расчеты позволят в полной мере не только оценить эффективность рекомендуемых мероприятий, но и избежать возникающих проблем. Для окончательного принятия решения необходимо выполнять технико-экономическую оценку проводимых мероприятий.

Качество газоконденсатных исследований скважин и представительность отобранных проб флюидов

Инякин В.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В процессе разработки газоконденсатных месторождений происходят изменения параметров и свойств извлекаемой продукции. Это обусловлено фазовыми превращениями в газоконденсатной системе при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, что приводит к выпадению жидкой фазы высококипящих углеводородов в пласте при разработке нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) на режиме естественного истощения [1].

В связи с этим на всех этапах разработки и эксплуатации НГКМ необходимо проведение «качественных» и отвечающих требованиям «Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин и пластов. Р Газпром 086-2010» [2] газоконденсатных исследований по изучению параметров пластовой смеси и фазовых переходов, которые в дальнейшем закладываются в основу проектирования разработки и подсчета запасов газа и газового конденсата.

Газоконденсатные исследования являются одной из главных составных частей комплексных исследований газовых и газоконденсатных скважин, включающих в себя сложный технико-технологический процесс, проходящий в системе «пласт – призабойная зона пласта – скважина - сепаратор». На каждом из этих этапов необходимо обеспечить условия, оказывающие минимальное влияние на достоверность итоговых результатов [3]. Анализ поведения углеводородной смеси занимает наибольшую часть времени для описания характера ее изменения, поэтому требуется высокое качество отобранной пробы.

В данной работе производится анализ качества газоконденсатных исследований и оценка представительности отбираемых проб флюидов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ачимовские залежи). Ачимовские продуктивные пласты являются специфическими объектами для изучения, представленные характеризующимися значительной неоднородностью (как по разрезу, так и по площади), низкой продуктивностью породы коллектора, глубиной залегания – 3600-4000 м, пластовой температурой – 100-115 °С, аномально высоким пластовым давлением (АВПД) 57-62 МПа.

Исследования на газоконденсатность проводятся после завершения исследований на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации. Пробы газа и конденсата отбираются в основном на одном режиме, в редких случаях на двух и более режимах.

Не маловажную роль играет подбор метода исследования скважины на газоконденсатность, так основным методом исследования газоконденсатной характеристики (ГКХ) являются исследования на промышленном сепараторе.

Промысловые методы исследования на газоконденсатность классифицируются на:

- Метод отбора части потока:
 - а) Отбор проб на устье;
 - б) Отбор глубинных проб.
- Полнопоточные методы:
 - а) Исследования с помощью многофазного расходомера;
 - б) Исследования на сепараторе.

В работе для оценки качества ГКИ представительности проб флюидов и анализируются следующие показатели:

- Время отработки скважины на режиме;
- Депрессия, создаваемая на пласт;
- Величина критической скорости газожидкостного потока или минимально допустимый дебит (МДД);
- Условия сепарации (давление и температура);
- Разница конденсато-газового фактора от потенциального содержания конденсата в пластовом газе;
- Тест Хоффмана-Крампа-Хокотта, тест Вилсона, по методу материального баланса, сравнение коэффициентов фазовых равновесий;
- Осложнения при исследовании, вызванные наличием воды, отложением парафина и образованием кристаллогидратов.

В заключение авторами предлагаются наиболее оптимальные условия для исследования скважин на газоконденсатность с целью более точного определения состояния пластовой системы, что в дальнейшем снижает влияние различных факторов на изменение потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Данный комплексный подход к изучению ГКХ позволит наилучшим образом подойти к формированию обоснованного текущего и прогнозного потенциального содержания конденсата.

Библиографический список

1. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Сборник научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE). Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – 2016. – С. 102-103.
2. Инякин В.В., Усачев И.А., Леонтьев С.А. Особенности газоконденсатных исследований пласта Ач52-3 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости. – 2016. – №3-4 (142-143). – С. 174-179.
3. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч. 1. – 234 с.

Научный руководитель Мулявин С.Ф., д-р техн. наук, профессор кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Анализ опытов проведения кислотных обработок

Исхаков Р.Э., Токарева Н.М.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на призабойную зону скважины (ПЗС) для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости пласта со стволом скважины и увеличения системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта. Одним из методов воздействия на ПЗС является физико-химический. Его применение целесообразно только в тех случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости. Пример такого воздействия – соляно-кислотная обработка (СКО).

«Standart oil» запатентовали кислотную обработку известняка с соляной кислотой (HCl) в 1896 г. Впервые эта технология была применена «Ohio oil company». Добыча на нефтяных скважинах увеличилась в 3 раза, а на газовых – в четыре. Но из-за коррозии металла, применение данной технологит пришлось приостановить на 30 лет.

Цель исследования – установить эффективность кислотной обработки ПЗС.

Нами были проанализированы статьи научных журналов таких как «Нефтяное хозяйство», «Интервал», «Нефтепромысловое дело», и данные по применению кислотной обработке ПЗС на Быстрикинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Одним из удачных примеров применения СКО является опыт компании «Лукойл-Север»[1]. Они проводили разработки по повышению эффективности соляно-кислотных обработок на Тэдинском месторождении. Экспериментальное исследование влияния различных кислотных композиций проводилось на керне карбонатных отложений, отобранном из скважины 112. Изменение проницаемости образцов керна отобранных из скважины – $K_{пр}$ до обработки $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² составом NH₄Cl 20% (HCl 12 %) после $K_{пр}$ – $16 \cdot 10^{-3}$ мкм². $K_{пр}$ до – $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{пр}$ после – $6 \cdot 10^{-3}$ мкм² раствором КСПЭО-А (14 % HCl).

Следующее удачное применение – на Повховском[2] месторождении. Был проведен небольшой объем кислотных обработок. Технология заключалась в закачке кислотного состава обычным способом и последующем свабировании скважины. За 2007 г. провели 23 скважино/операции. Сравнительный анализ показал повышение эффективности в 2,6 раза относительно обычных воздействий растворами соляной и плавиковой кислот. В начале 2008 г. были проведены 4 кислотные обработки с освоением струйным насосом на скважинах с пониженным пластовым давлением. Это дало результат в среднем 1 т/сут•скв. дополнительной добычи нефти, продолжительностью не более 3 месяцев.

В настоящее время на Ватьеганском[3] месторождении применяется несколько видов кислотных обработок ПЗС. Метод ОПЗ СКО+ПАВ на пласте АВ₁₋₂ увеличил $K_{пр}$ с $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². На пластах АВ₃, БВ₁ $K_{пр}$ возрос с $200 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $665 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На месторождении Узень[4] проведенные эксперименты на образце керна глинизированного песчаника составов HCl и HF уменьшили $K_{пр}$ с 0,0146 до 0,0093 мкм². Это связано с тем, что скорость их реакции с породой весьма высока, что приводит к выпадению осадков и закупориванию коллектора. При применении 3 %-го раствора NH₄Cl ХИМЕКО ТК-2 $K_{пр}$ увеличился с 0,0021 мкм² до 0,0047 мкм². Было проведено более 250 скв/оп, что привело к дополнительной добыче нефти – более 150 тыс. т.

Еще один пример эффективного применения кислотной обработки – это результаты промысловых испытаний на месторождениях Ноябрьского[5] региона. По данным 15 скважин дебиты лишь на двух после проведения комплекса работ стали меньше, и лишь одна осталась без изменения. Успешность составила – 80 % в добывающих, и 100 % в нагнетательных.

В Мексике на месторождении[6] Лас Трес Виргенес в апреле 2006 г. были обработаны раствором (10% HCl- 5% HF) три скважины. И увеличили приемистость с 0,0928 до 0,232 с 0,14 до 0,429 и с 0,383 до 1,051 (т/сут/МПа). А на месторождении Берлин (Сальвадор) были обработаны 5 скважин и увеличили приемистость с 0,1856 до 0,8816; 0,1624→0,9976; 0,0232 → 0,216; 0,1044→0,3944; 0,1914→0,5417 (т/сут/МПа).

Быстрикинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского Автономного округа. Для увеличения нефтеотдачи на этом месторождении в 2004-2006 гг. были проведены следующие операции по воздействию на ПЗС (таблица 1).

Таблица 1

Геолого-технические мероприятия по воздействию на ПЗС

Объект	АС ₇	АС ₈	АС ₉	БС ₁ +БС ₂	БС ₁₆₋₁₇ +БС ₁₈₋₂₀	ЮС ₂
Количество ГТМ (КСО, ГКО)	6	44	12	42	22	4
Дополнительная добыча тыс.т. нефти	42	310	34	200,4	90	8,4

Выводы:

Большинство соляно-кислотных обработок позволяет улучшить проницаемость призабойной зоны пласта. Но бывают случаи, когда кислотная обработка ПЗС ухудшает проницаемость пласта. Основными причинами недостижения запланированного прироста является: коагуляция ПЗС продуктами реакции кислот из-за длительного нахождения в поровом пространстве (оксида железа и алюминия, фториды кальция, магния, железа); образование стойких водонефтяных эмульсий при длительном нахождении в продуктивном пласте.

Библиографический список

1. Зельцер П.С., Повышение эффективности соляно-кислотных обработок на Тэдинском месторождении/ П.С. Зельцер// Интервал. – 2007. № 8. – с. 34.
2. Салимов Ф.С., Повышение эффективности кислотных обработок на Повховском месторождении ТПП "Когалымнефтегаз/ Ф.С. Салимов// Интервал. – 2008. - №9. – с. 21.
3. Рахмангулов К.Х., Геолого-промысловые факторы, определяющие эффективность кислотных обработок скважин Ватъеганского месторождения/ К.Х. Рахмангулов// Нефтяное хозяйство. -2000. - № 7. – с.39.
4. Магадов Р.С., Кислотная композиция ХИМЕКО ТК-2 для увеличения продуктивности скважин низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождения Узень/ Р.С. Магаданов// Нефтепромысловое дело. -2006. - №9. – с.19.
5. Есипенко А.И., Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз/ А.И. Есипенко// Нефтепромысловое дело. - 1996. - №5. - с.22.
6. Sandrine Portier, Laurent André & François-D. Vuataz, «Review on chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems», 2007

Определение оптимальной скорости подъема плунжера

Исхаков А.Р., Майский Р.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

В настоящее время состояние нефтяных и газовых месторождений условно можно разбить на две группы: месторождения на завершающем этапе разработки и месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Добыча углеводородов из скважин таких месторождений характеризуется большими затратами. Причиной этому служат высокая обводненность продукции скважин, необходимость применения дорогостоящего оборудования и различные осложняющие факторы. Поэтому существует потребность во внедрении новых технических решений, позволяющих снизить удельные затраты на добычу 1 тонны нефти [1].

На многих месторождениях имеется малодобитный фонд скважин с высоким газосодержанием в добываемой продукции (дебит по газу – более 24000 м³/сут, а жидкости – менее 25 м³/сут.) [2,3]. При эксплуатации этих скважин традиционными механизированными способами (УЭЦН и УШГН)[4], высокое газосодержание приводит к негативным последствиям: фонтанирование по затрубному пространству, что ведет коррозионному

разрушению стенок эксплуатационной колонны, подземного оборудования, образованию гидратных пробок и т.д.[5]. Избыточное содержание газа на входе в ЭЦН становится причиной снижения или срыва подачи насоса, перегрева погружного электродвигателя (ПЭД), кавитации. Чтобы снизить влияние газа применяют дополнительное оборудование – газосепаратор. Однако, данное устройство имеет высокую стоимость и эффект от применения в рассматриваемых скважинах очень низкий. Эксплуатация малодебитного фонда скважин с высоким газосодержанием штанговыми глубинными насосами (УШГН) также нецелесообразно. Несмотря на большой коэффициент полезного действия и простоту обслуживания, установка имеет ряд недостатков – стоимость станка-качалки, ограничения по глубине и углу кривизны ствола скважины.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что для малодебитных скважин нужен такой способ эксплуатации, при котором высокий газовый фактор наоборот оказывает полезное действие. Принцип использования энергии пластового газа применяется в пока еще редкой для России технологии плунжерного лифта. По принципу действия эта установка напоминает газлифт. Отличительной особенностью является - наличие плунжера (поршня), который движется внутри колонны подъемных труб и является экраном между газом и столбом поднимаемой жидкости, удаляет зародыши парафиновых и прочих отложений.

В рамках данной статьи приводится вывод формулы для расчета оптимальной скорости подъема плунжера.

Когда плунжер находится на забойном амортизаторе, необходимое давление газа под плунжером для подъема столба накопленной жидкости должно составлять [6]:

$$P = P_{\text{буф}} + \rho_{\text{ж}} gh + \lambda \frac{\rho_{\text{ж}} ghv^2}{2gD} + P_{\text{вп}} + P_{\text{тп}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{буф}}$ – буферное давление; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения; h – высота поднимаемого столба жидкости; λ – коэффициент трения; v – скорость плунжера; D – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб; $P_{\text{вп}}$ – давление, необходимое для преодоления веса плунжера; $P_{\text{тп}}$ – давление, необходимое для преодоления трения плунжера.

При этом объем газа за цикл, необходимый для подъема жидкости:

$$V_{\text{гц0}} = L \cdot f \cdot P / P_{\text{а}} + q_{\text{ут0}} \cdot t_{\text{ц}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{гц0}}$ – объем газа за цикл, приведенный к нормальным условиям; L – длина колонны подъемных труб; f – площадь поперечного сечения подъемных труб; P – давление газа под плунжером, определяемое формулой (1); $P_{\text{а}}$ – атмосферное давление; $q_{\text{ут0}}$ – утечки газа через зазор между плунжером и трубами, приведенный к нормальным условиям; $t_{\text{ц}}$ – время подъема плунжера.

Утечки газа между плунжером и трубами обусловлены тем, что давление под плунжером несколько выше, чем над плунжером. Этот перепад давлений составляет:

$$\Delta P = P_{\text{вп}} + P_{\text{тп}}. \quad (3)$$

Расход газа через зазор можно найти по формуле истечения газа через отверстие при отношении давлений до и после отверстий, близком к единице.

$$q_{\text{ут0}} = \mu \cdot S_{\text{ззз}} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P}{\rho_{\text{г}}} \cdot \frac{1}{P_{\text{а}}}}, \quad (4)$$

Где μ – коэффициент расхода; $S_{\text{ззз}}$ – площадь поперечного сечения зазора между плунжером и трубой; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа; ΔP – перепад давления.

Время подъема плунжера:

$$t_{\text{ц}} = L / v. \quad (5)$$

Подставив в формулу (2) значения P по (1), $q_{\text{ут0}}$ по (4) и $t_{\text{ц}}$ по (5), получим:

$$V_{\text{гц0}} = L \cdot f / P_{\text{а}} \cdot [P_{\text{буф}} + \rho_{\text{ж}} g h + \lambda \frac{\rho_{\text{ж}} g h v^2}{2 g D} + P_{\text{вп}} + P_{\text{тп}}] + \mu \cdot S_{\text{ззз}} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P}{\rho_{\text{г}}} \cdot \frac{L}{P_{\text{а}} \cdot v}}. \quad (6)$$

Как видно из полученного выражения (6), объем газа за цикл зависит от скорости подъема плунжера. Величину высоты столба поднимаемой жидкости можно принять постоянной. Анализ выражения (6) показывает, что увеличение скорости, с одной стороны, приводит к увеличению расхода газа, а с другой - с увеличением скорости уменьшается время подъема плунжера, следовательно, и количество газа, потерянное вследствие утечек за цикл.

Не трудно заметить, что существует такая скорость подъема плунжера, при котором расход газа за цикл будет минимальным.

Оптимальную скорость можно определить, исследовав выражение (6) на максимум и минимум [7]:

$$dV_{\text{гц0}} / dv = L \cdot f / P_{\text{а}} \cdot 2 \cdot \lambda \cdot \rho_{\text{ж}} g h v / (2 g D) - \mu \cdot S_{\text{ззз}} \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta P \cdot L / (\rho_{\text{г}} \cdot P_{\text{а}} \cdot v^2)} = 0. \quad (7)$$

Решение уравнения (7) относительно v дает:

$$v = \sqrt[3]{\mu \cdot S_{\text{ззз}} \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta P / (\rho_{\text{г}} \cdot P_{\text{а}})} \cdot L / v^2 \cdot (2 \cdot D \cdot P_{\text{а}}) / (\lambda \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot h \cdot f)}. \quad (8)$$

Библиографический список

1. Байбакова, И.Р. Организационно-методические аспекты управления предприятиями нефтегазового комплекса / И.Р. Байбакова, Майский Р.А. // Актуальные проблемы науки и техники-2015: материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых в 3 т. / УГНТУ. – Уфа, 2015. – Т. 3. – С. 173-175.
2. Аюпов, Д.А. Пути оптимизации работы нефтяных скважин с высоким газовым фактором, оборудованных установками электроцентробежных

насосов / Д.А. Аюпов, Р.А. Майский // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала. – 2016. – С. 196-199.

3. Аюпов, Д.А. Энергосбережение при разработке нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов / Д.А. Аюпов, Р.А. Майский // Повышение надежности и энергоэффективности электротехнических систем и комплексов. Межвузовский сборник научных трудов (с международным участием). – 2016. – С. 536-540.

4. Сибэгатуллин, Р.Р. Обобщенный алгоритм диагностики работы штанговой глубинно насосной установки / Р.Р. Сибэгатуллин, Р.А. Майский // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы международной молодежной научной конференции. – 2016. С. 290-292.

5. Майский, Р.А. Мониторинг гидратообразования в системах добычи и транспорта природного газа в условиях холодных климатических зон / Р.А. Майский, Ф.М. Хафизов, И.З. Мухаметзянов, С.Н. Горлов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. № 4. – С. 109-114.

6. Муравьев, И.М. Эксплуатация нефтяных месторождений / И.М. Муравьев, А.П. Крылов. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1949. – 776 с.

7. Учебно-методический комплекс дисциплины "Математика" : учебно-методический комплекс / Т. Р. Акмадиева [и др.]; ред. Р. Н. Бахтизин; УГНТУ, каф. математики. – Уфа : Изд-во УГНТУ. Раздел 3 : Введение в математический анализ : теоретические основы: метод. указания для студентов: материалы для самостоятельной работы студентов, 2007. – 140 с.

Научный руководитель: Майский Р.А., канд. техн. наук, доцент.

Управление строительным проектом на примере куста скважин №1Б Арчинского месторождения

Калугин Е.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время нефтяная промышленность России занимает одно из первых мест в мире, она включает в себя более 30 крупных нефтеперерабатывающих заводов, с суммарной мощностью более 320 млн. тонн [1]. Объем экспорта нефти и нефтепродуктов в общей валютной выручке государства составляет около 27%, при этом на экспорт ежегодно идет около 200 млн. тонн сырой нефти и этот объем постоянно увеличивается. Одним из основных показателей нефтяной промышленности является добыча нефти,

осуществляемая непосредственно на кустовых площадках месторождений [2]. Основным показателем добычи является дебит.

Дебит – объем нефти, воды или газа, постоянно поступающего из естественного или искусственного источника в единицу времени. Суточный дебит нефтяной скважины является основной характеристикой куста, чем больше дебит, тем больше компания заработает за счет продажи и переработки добываемой продукции. Кустом скважин называют бурение скважин кустовым способом, что подразумевает расположение устьев скважин вблизи друг друга, а добываемые залежи находятся в разных углах разрабатываемого месторождения [3].

Нефтяной куст скважин является важнейшей частью месторождения, так как нефть добывается постоянно без остановок и приносит основной доход нефтяных компаний. Остановка добычи может привести к значительным денежным потерям, поэтому при проектировании месторождения и куста скважин в частности должны быть учтены все параметры, влияющие на их эксплуатацию. В состав технологических сооружений, находящихся на месторождении и кустовой площадке в частности могут входить, в т.ч. блочное оборудование [2]:

- Замерные установки
- Блоки подачи реагентов и ингибиторов
- Технологические трубопроводы
- Трансформаторные подстанции
- Емкости сбора нефти и т.д.

Наличие данных сооружений подбирается индивидуально для каждого объекта в зависимости от: ожидаемых нефтяных запасов, процента обводненности нефти, концентрации газа, темпов добычи, давления на устье скважины, удаленности кустовой площадки от ЦПС и т.д. Данные факторы должна учитывать организация, разрабатываемая данный проект, но как чаще всего это бывает, проектные организации принимают те или иные конструктивные решения без должного обоснования и расчета. Это может привести к перерасходу материалов, применению более мощного, габаритного, дорогостоящего оборудования чем было необходимо, из-за этого увеличивается:

- Стоимость транспортировки материалов
- Стоимость материалов и оборудования
- Сроки выполнения СМР

Поэтому в настоящее время все чаще используется такое понятие как управление проектом в строительстве.

Под управлением проектом в строительстве подразумевается оптимизация, обеспечение выполнения поставленных задач, выполнение всех параметров в требуемом объеме, в необходимые сроки, а при возникновении трудностей и недостатков в проекте, их своевременное устранение и корректировка [4]. Управление проектами в строительстве

позволяет контролировать инвестиционную деятельность. Так все стороны, участвующие в строительстве, а это подрядчик, заказчик, инвестор должны слаженно выполнять свою работу, что бы строительство объекта завершилось в срок, а процесс возведения не выходил за рамки установленного бюджета, при этом качество должно оставаться на должном уровне [5]. Чтобы не превысить установленный бюджет ищут более экономичные проектные решения, где это возможно [6, 7]. Например: применение опорных балок меньшего размера, но способных выдержать предстоящую нагрузку, это связано с тем что, проектные организации часто перестраховываются, без должного обоснования принятых решений [8].

Так основными целями «Управления строительным проектом обустройства Арчинского месторождения. Куст скважин №1Б» были выделены:

1. Рассмотрение, оценка и оптимизация выбранных конструктивных и технических решений
2. Рассмотрение, оценка и оптимизация сметной документации
3. Рассмотрение основных технико-экономических показателей
4. Оптимизация проекта организации строительства (ПОС)
5. Рассмотрение, оценка развитости транспортной инфраструктуры
6. Рассмотрение, оценка и оптимизация принятых сроков строительства, с обоснованием принятой продолжительности и т.д.

Управление данным проектом будет осуществляться с помощью [9]:

1. Выполнения графика строительно-монтажных работ
2. Расчета потребности в материалах, стоимости их транспортировки
3. Внесения предложений по обеспечению контроля качества выполнения СМР, поставляемых материалов, конструкций и оборудования
4. Расчета потребности в жилых помещениях и социально бытовых условиях рабочего персонала и т.д.

Библиографический список

1. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
2. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых ОБЪЕКТОВ // Вестник МГСУ. 2017. №
3. Мищенко И.Т., Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов. - М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.
4. Серов В.М., Организация и управление в строительстве: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / В.М. Серов, Н.А. Нестерова, А.В. Серов. – 3-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. - 432 с.
5. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов

обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

6. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.

7. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

8. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

9. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В. канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Концепция обустройства нефтегазового месторождения Хазар с применением морских ледостойких стационарных платформ

Касимов Р.Б., Потысьев Е.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Цель данной работы – рассмотрение концепции обустройства нефтегазового месторождения с применением морских ледостойких стационарных платформ. Предмет исследования – нефтегазовое месторождение Хазар в казахстанском секторе Каспийского моря.

Для достижения поставленной цели были решены следующие основные задачи: ознакомление с районом проведения работ; анализ природно-климатических условий Северного Каспия; рассмотрение существующего мирового опыта применения морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС), использующихся для освоения морских нефтегазовых месторождений со схожими (наличие мелководья и льдов) и более суровыми природно-климатическими характеристиками, в том числе обустройство месторождений в арктических районах.

Месторождение Хазар расположено на мелководье (глубина моря от 5 до 9 м) Северного Каспия, приблизительно в 25-35 км к юго-западу от месторождения Каламкас-море. Ближайший участок суши – полуостров Бузачи, расположенный в 60 км в юго-восточном направлении. В 80 км к юго-западу от месторождения находится порт Баутино Мангистауской области. В этой области присутствуют все виды транспортных коммуникаций: автомобильный, железнодорожный, морской, воздушный, трубопроводный, позволяющих бесперебойно поставлять в регион поток необходимой импортной продукции и осуществлять экспорт собственной.

При выполнении анализа природно-климатических условий Северного Каспия были рассмотрены опасные гидрометеорологические явления, к которым относятся: сильные ветры, ураганы, штормы, обледенение судов, сильное волнение, ледовые явления.

В соответствии с классификацией МНГС для бурения и эксплуатации нефтегазовых скважин [1] одним из вариантов освоения месторождений в замерзающих морях является применение морских ледостойких стационарных платформ (МЛСП).

В Концепции обустройства нефтегазового месторождения Хазар предлагается строительство трех функционально и конструктивно различных МЛСП, соединенных между собой. В качестве аналога верхнего строения платформ (ВСП) данной Концепции могут выступить ВСП морских ледостойких платформ (ЛСП-1, жилой платформы, центральной технологической платформы) на месторождении В. Филановского. На ЛСП-1 ведется строительство скважин, и находится устьевое оборудование, на центральной технологической платформе происходит подготовка продукции, на жилой платформе – размещение и отдых персонала.

Отсутствие в регионе крановых судов с высокой грузоподъемностью, а также гидрологические условия (малые глубины) предопределило выбор конструктивного исполнения платформ, а именно использования верхних строений платформы, выполненных по схеме «силовая интегральная палуба», адаптированной к установке на опорный блок методом «пересадки» с транспортно-монтажной баржи. С учетом данного обстоятельства, а также с целью обеспечения необходимой степени унификации платформ предусматривается использование в основном однофункциональных платформ.

Площадей трех МЛСП будет достаточно для расположения основных комплексов: бурового комплекса; технологического комплекса установки подготовки нефти и газа; технологического комплекса установки подготовки пластовой и морской воды для системы поддержания пластового давления; жилого комплекса с вертолетной площадкой; комплекса вспомогательных систем.

Существенным отличием между МЛСП на месторождении Хазар и МЛСП на месторождении В. Филановского заключается в их опорных основаниях. Предлагаемая конструкция опорного основания позволяет разместить верхние строения платформ друг к другу, а также отказаться от строительства

переходных мостов между ЛСП и технологической платформой, и как следствие, от сложного проектирования систем трубопроводов и коммуникаций между платформами. На рисунке 1 представлены опорные блоки для ЛСП и технологической платформы месторождения Хазар.

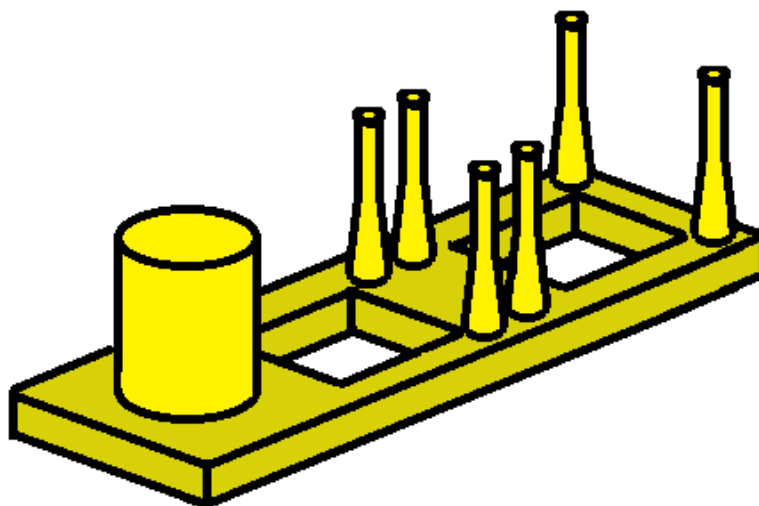


Рисунок 1. Опорные блоки

На рисунке 2 изображена схема расположения МЛСП на месторождении Хазар.

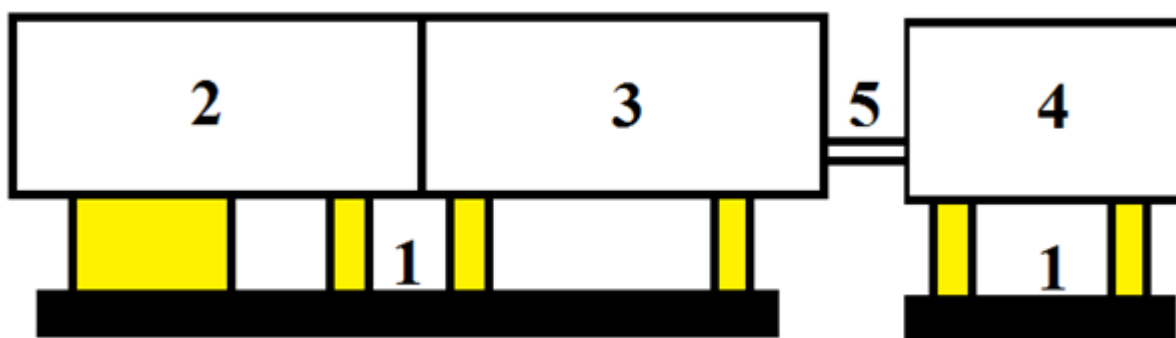


Рисунок 2. Схема расположения МЛСП

Из рисунка видно, что на ЛСП 2 и на технологической платформе 3, стоящих на опорных основаниях 1, ВСП смонтированы друг к другу, связь между платформами 2 и 3 осуществляется без переходного моста, переходной мост 5 имеется только между технологической платформой 3 и жилой платформой 4.

Установка трех МЛСП на месторождении Хазар планируется в 2 этапа (каждый этап – один период навигации). На первом этапе установка опорных блоков платформ. На втором – монтаж ВСП. Для установки опорных

оснований и монтажа ВСП на месторождении Хазар предполагается привлечь специальный флот, аналогичный флоту, который ранее использовался при установке морских ледостойких платформ на месторождении В. Филановского.

Применение морских ледостойких стационарных платформ на месторождении Хазар также станет ключевым объектом для освоения месторождения Ауэзов, расположенного в пределах единого лицензионного участка. Совместное обустройство месторождений, позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты на освоение морских нефтегазовых месторождений [2].

Библиографический список

1. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела – В 2 т. – Т. 2: Морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения – объекты обустройства морских месторождений. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 286 с.

2. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела – В 2 т. – Т.1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 272 с.

Научный руководитель – Мирзоев Д.А., д-р техн. наук, профессор.

Трудовые ресурсы как основа для графиков СМР на строительство объектов нефтедобычи

Катина А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Минимальный срок строительства определяется техническими возможностями производственной организации при соблюдении требуемой технологии производства работ и правил техники безопасности.

При сооружении крупных нефтяных комплексов необходимо обеспечить слаженную работу проектных, строительных, монтажных организаций, поставщиков конструкций и оборудования, сроки передачи технической документации – с этой целью разрабатывается график строительномонтажных работ, который неразрывно связан с директивным графиком.

Директивный график сооружения линейных и нефтяных объектов составляет заказчиком на весь срок строительства и до процедуры определения поставщиков и исполнителей СМР. Он предусматривает плановое выполнение отдельных видов работ и является основным законом для всех строителей. Необходимо помнить, что успешное выполнение всех работ в

установленные сроки зависит от: 1) выполнения всех подготовительных работ в сроки, установленные директивным графиком; 2) своевременной организации требуемого количества изоляционно-укладочных и соответственно землеройных работ и сварочно-монтажных работ и оснащения их всех необходимым оборудованием, а также обеспечения начала их работ в сроки, предусмотренные директивным графиком; 3) безусловного выполнения всех строительно-монтажных работ в принятой технологической последовательности и соответствующие сроки по графику [1]. Контроль за выполнением директивного графика сопровождается регулярной оперативной отчетностью. Увеличение темпа строительства (длины захватки) приносит значительную экономию затрат от более раннего ввода объекта в эксплуатацию и дает наибольший экономический эффект по реализации проекта [2]. С опорой на директивный срок и наибольшие производительности ведущих машин находят оптимальную длину - так можно отслеживать изменение стоимости строительства и выбрать наиболее рациональные машины для каждой технологической операции.

Если график СМР не удовлетворяет требованиям и срокам заказчика проекта, его необходимо пересмотреть.

При формировании графика СМР важно провести правильный подсчет объемов строительно-монтажных работ, которые при сооружении линейной части трубопроводов пропорциональны протяженности трассы и выражаются в физических наименованиях. На основании их и директивных сроков строительства рассчитывается трудоемкость [3]. Трудоемкость — это затраты рабочего времени на производство единицы продукции, следовательно, мера измерения трудоемкости – рабочее время. Чтобы определить количество рабочих, занятых на линейных объектах, надо знать производительность труда на одного рабочего (по категориям работ, с учетом ее роста) [4]. В зависимости от состава включаемых в нее трудовых затрат различают технологическую трудоемкость, трудоемкость обслуживания производства, производственную трудоемкость и трудоемкость управления производством.

Снижение трудоемкости продукции – важнейший фактор повышения производительности труда. Рост производительности труда происходит за счет снижения трудоемкости продукции: модернизации оборудования, совершенствования технологических процессов, внедрения системы оперативно-производственного планирования, обеспечивающей ритмичность производства и слаженность работы всех участков, механизаций и автоматизаций производственных процессов, совмещения профессий и трудовых функций, что в дальнейшем окупится проектом [5].

В противном случае, срыв сроков строительства и несоблюдение директивного графика СМР может обернуться незапланированными допзатратами, вложениями служб на процесс грузоперевозок конструкций и невозможности соблюдения дальнейшей программы строительства объектов подготовки нефти

и газа, неувязкой бурения, несвоевременной сдачей нефтяных сооружений, простоем техники и перерасходом топлива, ремонтом автодорог от ненормативной нагрузки, нарушением сроков и объемов сдачи нефти, срывом всей программы эксплуатации месторождений.

Библиографический список

1. Давидович, П.Я Земляные и подготовительные работы на строительстве магистральных трубопроводов/ П. Я. Давидович, Е. С. Коренцвит, А. М. Лучшев. - М. : Гостоптехиздат, 1963. - 152 с.
2. Экономика строительства магистральных трубопроводов : справ. пособие / Б. Н. Семенов [и др.] ; под ред. Б. Н. Семенова. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Недра, 1977. - 421 с.
3. Таран В.Д. Сооружение магистральных трубопроводов М.: Недра, 1964. 544 с.
4. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
5. Сапожникова С.А., Коркишко А.Н., К вопросу расчёта численности вахтового персонала на основании сметной трудоемкости работ // В сборнике: НАУКА СЕГОДНЯ: Реальность и перспективы материалы международной научно-практической конференции. Научный центр «Диспут». 2017. С. 74-77.

Научный руководитель: Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доцент кафедры ПАО «Газпром нефть», Тюменский индустриальный университет.

Управление проектом обустройства дополнительных скважин Вынгапуровского месторождения. Куст скважин №601

Катина А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с растущим потреблением топливно-энергетических ресурсов в России ежегодно увеличивается добыча нефти и газа. Для обеспечения заданных объемов и темпов добычи требуются немалые капитальные вложения на расширение и освоение новых районов месторождений. Нефтегазопромысловые объекты и трубопроводы имеют свою специфику промышленного строительства, а содержание проектов обустройства зависит от размеров нефтяной залежи и от коллекторских свойств, качественных характеристик углеводородного продукта, но главным образом от объемов извлекаемых запасов нефти, газа и газового конденсата [1].

Тема ВКР: обустройство нового куста скважин №601, расположенной в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области Вынгапуровского месторождения.

Куст скважин – это группа скважин в труднодоступных местах на болотистой местности, оснащенная технологическим оборудованием, инженерными коммуникациями и служебными помещениями [2]. Куст №601 содержит эксплуатационные скважины: добывающие и нагнетательные. Добывающие скважины предназначены для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, газоконденсата и других сопутствующих компонентов, нагнетательные скважины - для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов.

Цель ВКР: поиск и сравнение различных вариантов организационно-проектных решений строительства куста скважин.

Основными задачами ВКР являются:

- 1) оптимизация технических решений [4, 5].
- 2) оптимизация проекта организации строительства
- 3) оптимизация сметной стоимости строительства

Управление проектом необходимо для реализации определенных планов и целей проекта по составу и объему работ, стоимости, времени, качеству и удовлетворению участников проекта и основано на планировании и решении отдельных задач на разных этапах проекта [3].

Любые технические решения подвергаются проверке экспертизой, которая оценивает соответствие результатов строительства намеченным целям проекта, а также нормативным регламентам. Оптимизация их проводится путем разработки и сравнения альтернативных вариантов, затем производится выбор, подкрепленный обоснованием.

Проект организации строительства является неотъемлемой и обязательной частью разработки проектной документации на строительство, позволяет определить общий порядок и сроки строительства, содержит пообъектные и сводные сведения по объемам работ и необходимым трудовым и материально-техническим ресурсам [6]. Изменение трудоемкости, подбор модернизированных механизмов, совмещение трудовых функций бригад позволит обеспечить своевременную организацию начала работ начала их работ в сроки, предусмотренные заказчиком проекта.

Проектно-сметная документация, в частности сметно-экономическая часть, показывают целесообразность инвестирования финансовых, материально-технических, трудовых средств в строительство намечаемого объекта [8]. Проверка достоверности определения стоимости строительства и, в дальнейшем, уточнение технико-экономических показателей формируют инвестиционную привлекательность и представление об эффективности проекта при его реализации.

Библиографический список

1. Строительство нефтегазопромысловых объектов. Учебное пособие. Авторы В.Д. Гребнев, Д.А. Мартюшев Г.П. Хижняк,; Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. Пермь, 2012. – 115 с.
2. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.
3. Учеб. пособие для студентов, обучающихся по специальности «Менеджмент организации» / И. И. Мазур [и др.] ; под общ. ред. И. И. Мазура и В. Д. Шапиро. – 6-е изд., стер. – М. : Издательство «Омега-Л», 2010. – 960 с. – (Современное бизнес-образование).
4. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
5. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.
6. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.
7. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.
8. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Технологические решения по реализации МГРП на Приобском месторождении

Каунов А.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Одним из таких решений является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП). Технология МГРП заключается в следующем – прово-

дится гидropескоструйная перфорация с помощью насосно-компрессорных гибких труб с дальнейшим гидравлическим разрывом пласта в рамках одной операции [1].

Для реализации технологии бурения ГС с МГРП на Приобском месторождении были выбраны участки в категориях запасов «Низкие ФЕС» и «Недонасыщенный коллектор», которые расположены в зонах распространения одного пласта.

Было принято решение провести пятиступенчатый МГРП на скважине №29194ГС 130 куста Приобского месторождения [2].

В качестве базовой технологии МГРП в ГС была выбрана одна из технологий спуска многосекционной компоновки с портами (муфтами) для закачки пропанта, разделенными в затрубном пространстве пакерами (рисунок 1).

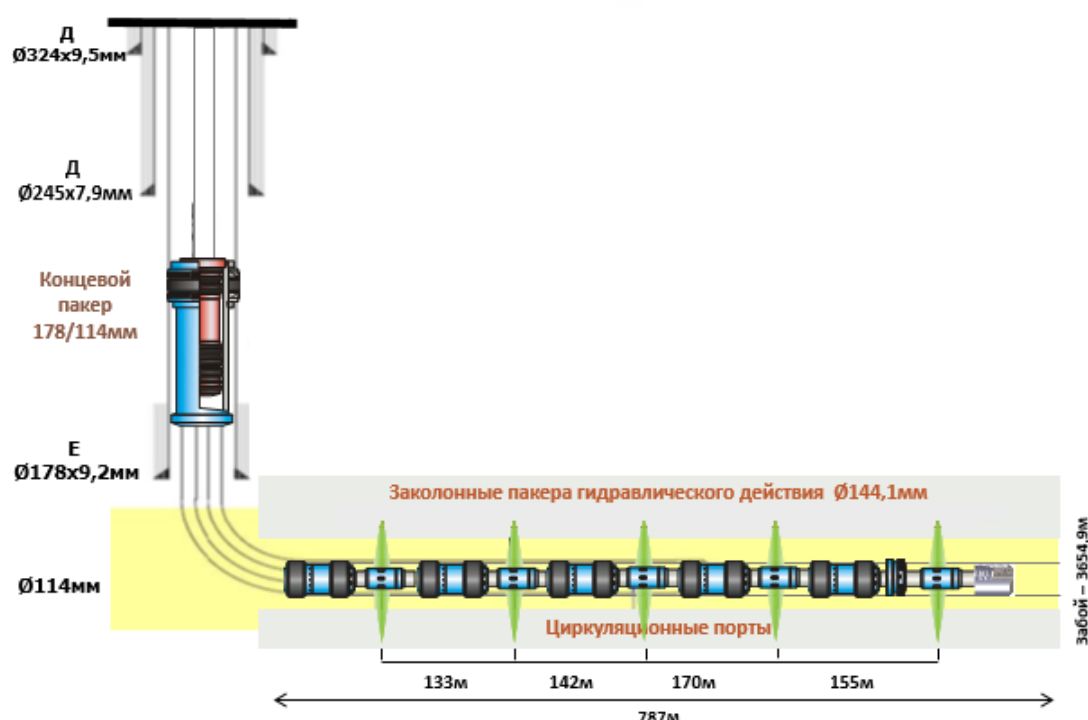


Рисунок 1. Схема скважины №29194ГС с системой МГРП

Такая технология обеспечивает выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе. В процессе закачки муфты последовательно открываются путем сбрасывания шаров и отсекают нижерасположенные интервалы после проведения в них ГРП. Такая система позволяет использовать упрощенное заканчивание скважины без цементирования и перфорации хвостовика. Возможность селективного управления открытием портов позволяет изолировать обводненные интервалы, увеличивая длительность безводного периода эксплуатации скважины [3].

Было проведено 5 последовательных ГРП с общей массой пропанта 550 тонн, то есть 110 тонн пропанта пришлось на каждый порт.

После проведения ГРП при стравливании скважины все 4 шара потоком жидкости были извлечены на поверхность, что позволяет говорить о наличии притока из всех портов ГРП.

Эффект от проведенных работ нагляднее всего представляется в виде сравнения показателей добычи (по жидкости и по нефти) наклонно-направленной скважины, в которой был проведен обычный ГРП, с того же куста 130 (рисунок 2).

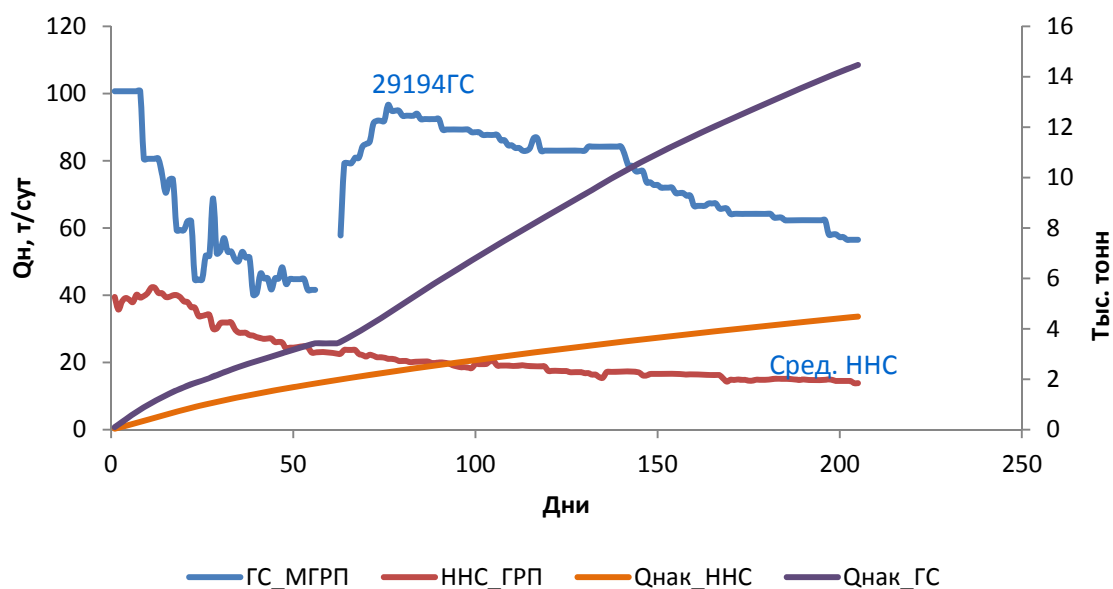


Рисунок 2. Сравнение ННС и ГС куста 130

Рост уровня добычи представлен также в виде таблицы (таблица 1).

Таблица 1

Сравнение ННС и ГС куста 130

		Qж	Qн	Δ
ННС	Запуск	53	40	2.5
ГС	Запуск	130	100	
ННС	Уст. Режим	33	20	3
ГС	Уст. режим	88	60	

Продолжительность работ составила 9,5 суток, из которых 108 часов заняла непосредственно операция ГРП.

По итогу проведенных мероприятий были сделаны следующие выводы: технология эффективна и позволит вовлечь в разработку 12 кустов с начальными извлекаемыми запасами 35 млн. т, а также позволит компенсировать снижение количества наклонно-направленных скважин с ГРП после 2013 года и тем самым поддержать уровни добычи.

Библиографический список

1. Стадии разрыва [Текст] / В.Калинин // Сибирская нефть. – 2012. – № 6. – С. 22-26.
2. Итоги проекта МГРП в горизонтальных скважинах // ООО «Газпромнефть-Хантос». – 2012.
3. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения [Текст] / Г.Г. Гилаев [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – №2. – стр. 22-26

Научный руководитель: Самойлов А.С., канд. техн. наук, доцент.

Самопроизвольное образование трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах

Климов-Каяниди А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Искусственное заводнение, как метод поддержания пластового давления уже давно используется на многих месторождениях мира. Если сравнивать с другими методами, он показал свою эффективность и экономичность по сравнению с ними. Если сначала метод использовался, только когда месторождение значительно выработало свой ресурс и пластовое давление стало ниже давления насыщения [1], то сейчас его применяют повсеместно, как на суше, так и на морских месторождениях.

При этом, чаще всего, на месторождениях закачивают одинаковое количество воды в пласт, оставляя давление нагнетания неизменным, т.е. применяя так называемое стационарное заводнение. Существуют и другие методы, как например циклическое заводнение или изменение направления фильтрационных потоков в пласте, применение которых может быть связано с различными трудностями.

Во время закачки воды, при недостаточном контроле за её подготовкой, могут возникнуть следующие проблемы: повреждение коррозией труб НКТ, загрязнение пласта из-за выпадения осадка, малая вытесняющая способность воды, по составу и температуре отличной от пластовой [2] и др. Поэтому к закачиваемой воде предъявляются строгие требования, которые, к сожалению, очень часто могут упускаться.

При большом давлении нагнетания во время заводнения могут образовываться трещины авто-ГРП. В некоторых источниках [3] указывается, что трещины авто-ГРП – это самопроизвольно развитые трещины, образующиеся в результате закачки жидкости на нагнетательных скважинах при

забойных давлениях выше давления разрыва пласта. Но самопроизвольное образование трещины в скважине может происходить лишь в том случае, если контроль за закачкой воды не ведётся или ведётся в недостаточной степени.

В связи с необходимостью уменьшения себестоимости добытой нефти в современных экономических условиях, необходим точный контроль за процессом разработки и, в том числе, за процессом закачки воды в пласт. Наряду с интеллектуализацией добывающих скважин, о которой сейчас пишут повсеместно [4], необходима интеллектуализация и нагнетательных скважин. Это бы позволило контролировать работу нагнетательной скважины в режиме реального времени для того, чтобы управлять процессом образования трещин авто-ГРП.

При отсутствии забойных датчиков, образование трещины можно определить по косвенным признакам. По графику приёмистости скважины можно увидеть момент открытия трещины, которых характеризуется её увеличением (точка 1 на рисунке 1). Закрытие трещины происходит в момент её уменьшения точка 2 на рисунке 1).

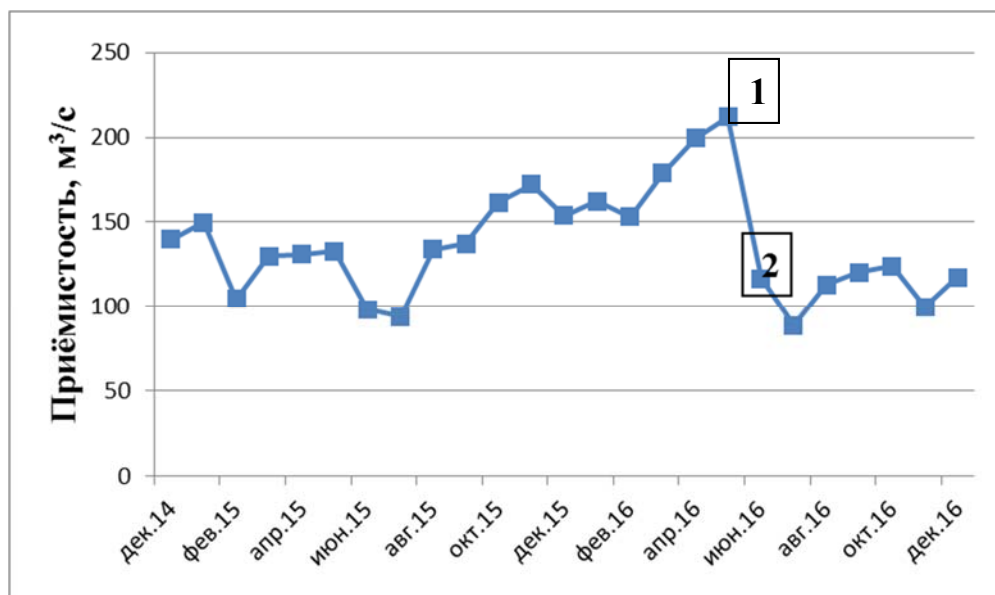


Рисунок 1. Приёмистость скважины

Значительное отклонение от линейного вида зависимости приёмистости от закачки воды также указывает на образование трещины авто-ГРП (точка 1 на рисунке 2).

Зачастую, забойное давление в скважинах без глубинного манометра, можно определить пересчётом устьевого, с учётом гидростатического давления столба жидкости, зная потери давления на трение в НКТ. На давление образования трещин авто-ГРП влияет прочность скелета горной породы. Однако расчётное давление будет отличаться от реального в меньшую или большую сторону, что существенно усложняет процесс контроля за неинтеллектуальными скважинами.

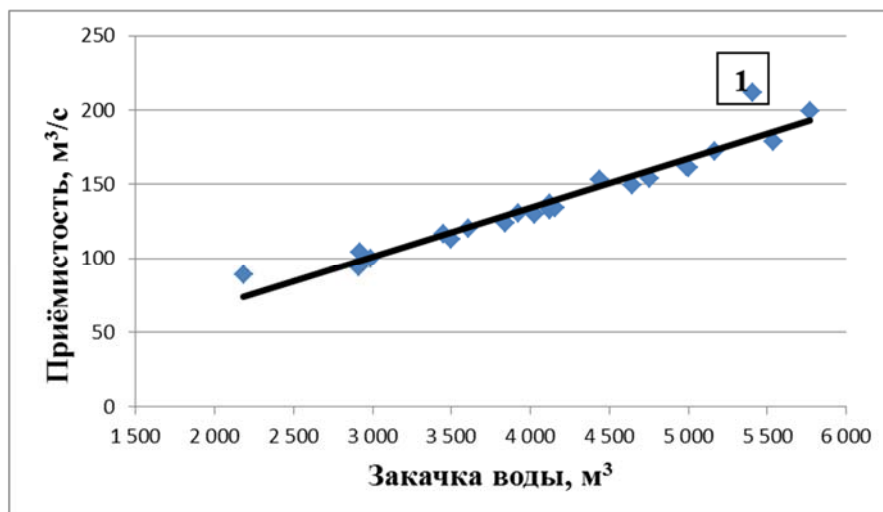


Рисунок 2. Зависимость приёмистости от закачки воды в нагнетательной скважине

Зная забойное давление и давления разрыва горной породы по графику можно определить моменты, когда давление превышало давление разрыва и происходило открытие трещины (рисунок 3).

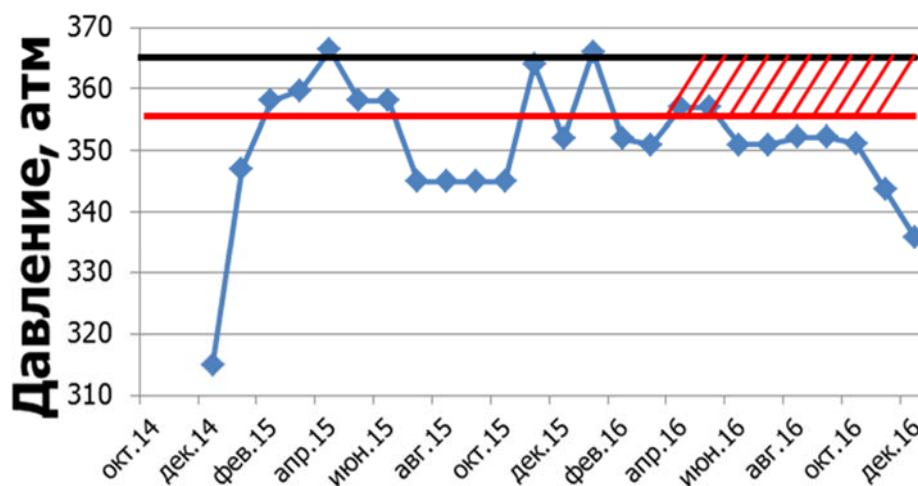


Рисунок 3. График забойного давления в нагнетательной скважине

На рисунке чёрная линия означает давление разрыва горной породы в момент начала эксплуатации скважины, красная отражает текущее давление разрыва, при котором произошло открытие трещины.

Библиографический список

1. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров. 2001. 392 с.
2. Салимов О. В., Гирфанов И. И., Кочетков А. В., Зиятдинов Р. З., Морозов. П. Г. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин авто-ГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП // Георесурсы т. 18. 2016. № 1 – С. 46-50.

3. Мальцев В. В., Асмандияров Р. Н., Байков В. А., Усманов Т. С., Давлетбаев А. Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки//Нефтяное хозяйство. 2012. №5 – С.70-73.

4. Рубан Г. Н., Лихушин А. М., Мясищев В. Е, Кулигин А. В. Вопросы интеллектуализации скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2014. № 9. – С. 4-10.

Научный руководитель: Сохошко С.К., д-р техн. наук, профессор кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Экспериментальное моделирование водогазового воздействия на пласты с остаточными запасами нефти

Козырев О.Ю., Мурашин К.О., Белобородова Ю.А., Вольф А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Вопрос об оценке эффективности водогазового воздействия становится наиболее актуальным при разработке низкопроницаемых, глубокозалегающих коллекторов, обладающих промышленными запасами нефти. К таковым объектам относятся пласты ЮС₂. В большинстве случаев проницаемости данных коллекторов составляют менее 10 мД. Большинство проведенных к настоящему времени лабораторных работ [1, 2,], посвященных исследованиям и оценке эффективности водогазового воздействия проводились на породах с проницаемостями в 6-100 раз превышающими проницаемости пластов ЮС₂.

В данной работе представлены результаты лабораторного моделирования ВГ воздействия на породах пласта ЮС₂ с использованием азота.

Исследования проведены на лабораторной установке, предназначенной для определения ОФП методом стационарной (установившейся) фильтрации и нестационарной фильтрации (метод вытеснения). В связи с низкими фильтрационными характеристиками изучаемых коллекторов применялся метод вытеснения, поскольку любое совместное течение нефти, газа и воды приводило к появлению аномально высоких градиентов давлений (в некоторых случаях значительно превышающих пластовые), которые не позволяют поддерживать используемое оборудование.

Известно, что наиболее характерные породы пластов ЮС₂ представлены низкими фильтрационными характеристиками, тем не менее в них концентрируются основные запасы углеводородов. Поэтому при выборе образцов керн для проведения исследований отбирались породы с проницаемостями до 10 мД. Измерения выполнялись поэтапно на составной колонке керн.

Проводимые эксперименты состояли из следующих этапов:

- Определение проницаемости по газу при его 100%-ной фильтрации через колонку кернов.
- Определение проницаемости по воде при 100%-ном насыщении колонки образцов водой.
- Определение фазовой проницаемости по газу при вытеснении воды.
- Вытеснение воды нефтью до полного прекращения движения воды.
- Вытеснение нефти газом до полного прекращения движения нефти.
- Повторное насыщение колонки нефтью.
- Вытеснение нефти водой до полного прекращения движения нефти
- Вытеснение остаточной нефти и воды газом.

Расчёт насыщенности проводился по всей длине колонки образцов рентгеновским методом. Каждая колонка составлялась таким образом, чтобы у каждого последующего образца в колонке проницаемость была ниже, чем у предыдущего. Лабораторные исследования проводились согласно существующему ОСТу [3]. Породы были представлены уплотнённым, мелко- и среднезернистым песчаником. Средняя абсолютная проницаемость составной колонки образцов 3,6 мД. Средняя пористость $K_p = 15\%$. Свойства используемой воды, используемой при вытеснении, соответствуют свойствам предыдущего эксперимента. Вязкость газа равна – 0,019 сПз. Вязкость нефти в условиях опыта – 1,25 сПз.

Задачей лабораторного исследования являлась оценка газового воздействия и ВГ воздействия, когда нефть вытесняется водой с последующим вытеснением нефти газом. Результаты определения насыщенности и фазовых проницаемостей представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения насыщенности и фазовых проницаемостей для нефти, азота и воды на образцах керна пласта ЮС₂¹ месторождения ЗС, в условиях, моделирующих пластовые

Режим	Образец 1			Образец 2			Образец 3			Образец 4			Кпр, мД
	S _н , %	S _в , %	S _г , %	S _н , %	S _в , %	S _г , %	S _н , %	S _в , %	S _г , %	S _н , %	S _в , %	S _г , %	
100% газ	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0	3,90
100% вода	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	3,60
вытеснение воды газом	0,0	28,4	72,0	0,0	37,7	62,0	0,0	26,7	73,3	0,0	46,3	53,7	2,80
вытеснение газа водой	0,0	92,2	7,8	0,0	83,2	17,0	0,0	84,1	15,9	0,0	84,0	16,0	2,90
насыщение нефтью	62,0	37,0	1,0	60,0	30,0	10,0	64,0	28,0	8,0	57,2	32,8	10,0	3,10
вытеснение нефти газом	29,0	23,0	48,0	31,0	21,0	48,0	32,1	17,9	50,0	39,0	28,6	32,4	0,03
вытеснение нефти водой	25,0	73,0	2,0	25,0	67,0	8,0	30,0	66,0	4,0	38,0	59,8	2,2	0,23
вытеснение нефти газом	14,0	16,0	70,0	14,0	20,0	66,0	17,0	19,0	64,0	17,0	13,0	70,0	2,40

На основании полученных результатов при вытеснении нефти газом эффективность ниже, чем при вытеснении водой, насыщенность изменяется от 31 до 53%. Полученные экспериментальные значения коэффициента вытеснения нефти газом подтверждают результаты, ранее проводимых работ [1]. Газ в данном случае практически не смешивается с нефтью и, освобождая от нефти наиболее крупные каналы, прорывается через колонку образцов. После восстановления начальной нефтенасыщенности была проведена оценка ВГ воздействия. Характер изменения нефтенасыщенности зависит от абсолютной проницаемости образцов. Коэффициент вытеснения для воды несколько выше и составляет 34-60%. При фильтрации газа на последнем этапе эксперимента коэффициент вытеснения нефти значительно увеличивается и составляет 70-77% (Рисунок 1).

Результаты проведенных экспериментов показали, что последующая закачка азота после вытеснения нефти водой позволяет эффективно вытеснить остаточную нефть, увеличивая коэффициент вытеснения на 17-36%, соответственно увеличивая КИН.

Закачка в пласт азота обладает рядом достоинств, позволяющих считать его перспективным методом увеличения нефтеотдачи, главное из которых – дешевизна и доступность.

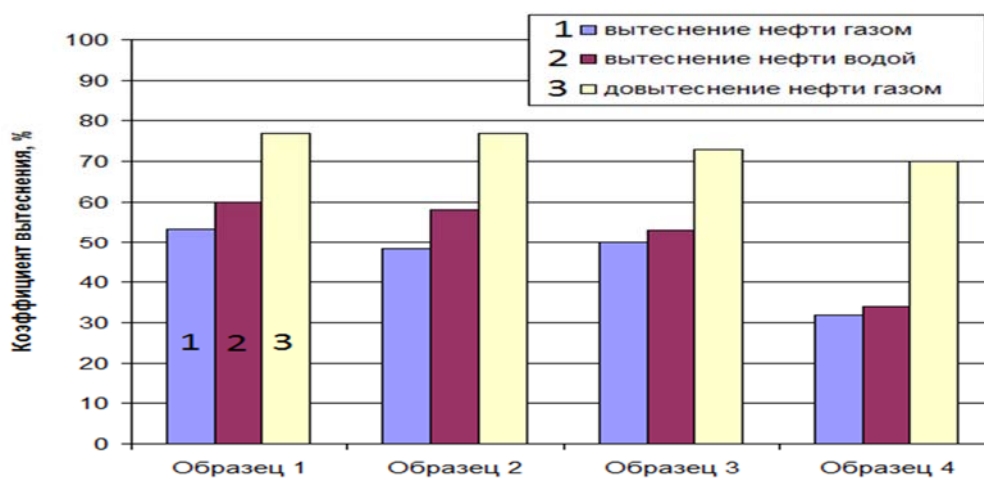


Рисунок 1. Коэффициенты вытеснения на различных этапах

Со стоимостью закачки азота может лишь сравниться лишь наиболее дешевый диоксид углерода из природных месторождений, расположенных рядом с нефтяной залежью. С учетом стоимости агентов и коэффициентов их сжимаемостей стоимость закачки в пласт азота в 3-6 раз ниже, чем на закачку в пласт CO₂.

Библиографический список

1. Испытание технологий газового и водогазового воздействия на Самолорском месторождении. М.: ВНИИОЭНГ, 1989

2. Ложкин Г.В. Экспериментальная установка для проведения опытов по вытеснению нефтей газами и жидкостями. Тюмень: Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири, Сибниинп 1976. с.168-171.

3. СТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Миннефтепром. Москва.

Научный руководитель: Вольф А.А., канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ

**Управление проектом обустройства «реконструкция КНС-3,
ЦПС Вынгаяхинского месторождения»
на основе оптимизации технических решений**

Койнов Н.И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Добыча, подготовка и транспортировка углеводородов является комплексом трудоемких и ответственных операций, объединяющих в себе усилия большого количества специалистов и работу высокотехнологичного оборудования. Надежность и исправность системы узлов и агрегатов на каждом этапе производства является залогом продуктивного и безаварийного функционирования всего производственного комплекса. Аварийная остановка того или иного технологического процесса по причине выхода из строя какого-либо оборудования влечет за собой большие финансовые потери для всей компании [1].

По мере эксплуатации нефтедобывающего объекта со временем возникает необходимость в реконструкции технологических установок по причине изменения технико-экономических показателей комплекса. В связи с этим в целях поддержания безаварийного режима работы и улучшения технико-экономических показателей производства проводят реконструкцию, либо модернизацию существующих технологических частей системы сбора и подготовки нефти [2]. Скорость осуществления строительно-монтажных работ и количество вкладываемых ресурсов являются ключевыми факторами, влияющими на эффективность выполнения поставленных задач.

Немаловажным аспектом успешности реализации проекта является качество разработанной проектно-сметной документации [3]. Ответственный подход к принятию тех или иных проектных решений позволяет во многом облегчить строительный процесс, сократить сроки и сэкономить вкладываемые ресурсы. Зачастую, проектные организации прибегают к ти-

повым проектным решениям при проектировании базовых элементов строительных конструкций, закладывая на начальном этапе чрезмерно высокий коэффициент надежности. Данный факт отрицательно сказывается на металлоемкости, а как следствие - экономичности конструкций, влияя на стоимость доставки материала на месторождение, на увеличение стоимости монтажа единицы конструкции и на собственную стоимость материала.

В целом, под управлением проектом понимают работы по организации, руководству, планированию, регулированию всех видов процессов, направленных на эффективное достижение цели путем применения системы современных методов, технологий управления и мониторинга для получения определенных проектных результатов [4].

Основными и наиболее значимыми моментами при управлении проектом, в особенности для нефтяной промышленности, являются сроки выполнения строительно-монтажных работ, прямым образом влияющие на инвестиционную привлекательность проекта [5]. Ввод объекта в эксплуатацию в запланированный момент является одним из основных показателей успешности реализации инвестиционного проекта. Запуск объекта в назначенную дату исключает вероятность не запланированных потерь прибыли предприятия в связи с простоем технологического оборудования.

Для более детального рассмотрения проектных решений введем следующие определения:

Центральный пункт сбора (ЦПС) являются многофункциональным технологическим объектом, на котором добываемое сырье разделяется на целевые компоненты - товарную нефть, попутный нефтяной газ и подтоварную воду.

Кустовая насосная станция (КНС) – технологическая часть системы сбора нефти и газа. Предназначена для закачки воды в продуктивные пласты в системе поддержания пластового давления нефтяных месторождений [6].

Перечень проектируемых мероприятий направлен на повышение производительности КНС-3, в связи с появлением необходимости в мероприятиях по поддержке пластового давления. Установка насосных агрегатов большей производительности позволит увеличить объем нагнетаемой жидкости в разрабатываемый пласт, что повлияет на повышение внутрипластового давления и увеличение нефтеносности пласта.

Основной задачей данной работы является изучение проектно-сметной документации, поиск проектных недоработок в части применения проектных решений и организации строительного производства, оптимизация данных моментов в целях уменьшения стоимости и сокращения сроков строительства без ущерба для качества производимых работ [7].

Оптимизация технических решений в рамках данной работы подразумевает поиск и применение оптимальных решений по сокращению объема затрат на строительно-монтажные работы по нескольким направлениям:

- поиск решений по снижению металлоемкости строительных конструкций путем выполнения поверочных расчетов базовых элементов проектируемых сооружений;
- сокращения сроков производства СМР за счет оптимизации графиков календарного планирования;
- корректировка проекта организации строительства на основании вышеизложенных мероприятий с целью достижения наиболее коротких сроков реконструкции с наименьшими затратами.

В итоге, выполнение данных работ напрямую приведет к уменьшению сметной стоимости объекта, а, следовательно, к снижению стоимости работ по их строительству. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность и социальную значимость проекта, на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых ресурсов.

Библиографический список

1. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.
2. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
3. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.
4. Грей, К.Ф., Ларсон, Э.У. Управление проектами. Практическое руководство/ К.Ф. Грей, Э.У. Ларсон. – М.: Дело и Сервис, 2003 – 528 с.
5. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.
6. Бронзов, А.С. Кустовое строительство скважин на нефтяных и газовых промыслах/ В.Г.Бронзов. - М., 1962.
7. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору// Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

Научный руководитель: Коркишко А. Н., канд. техн. наук, доцент кафедры ПАО «Газпром нефть», Тюменский индустриальный университет.

Оптимизация стоимости и сроков строительства управления проектом строительства УПСВ на ДНС-13 Суторминского м/р.

Коробова Н.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефтегазодобывающая отрасль России в настоящее время является одной из основных и неотъемлемых в определении внутренней и внешней экономики страны. В последнее время на рынке нефти ситуация не стабильная. Цены на нефть находятся под интенсивным давлением [1]. Нефтепродукты и газ составляют более 70 % стоимости всего экспорта, а доходы бюджета напрямую зависят от него, поэтому снижение цен на российскую нефть может сделать бюджетные обязательства страны сложно выполнимыми. На сегодняшний день сохраняется решение ОПЕК о сокращении добычи нефти, из-за увеличения себестоимости нефти. Большинство нефтегазодобывающих компаний пересмотрели свои инвестиционные проекты, с точки зрения оптимизации стоимости и сроков строительства [2, 3]. В связи с этим в данной ВКР следует рассмотреть основную специфику управления проектом оптимизации.

Тема ВКР: Проектируемая площадка УПСВ, расположенная на существующей площадке ДНС-13 в Пуровском районе Ямало-ненецкого автономного округа Тюменской области, на Суторминском месторождении, на землях лесного фонда Ноябрьского лесхоза Муравленковского лицензионного участка. Землепользователем является «АО Газпромнефть-ННГ».

УПСВ – установка предварительного сброса воды, которая предназначена для отделения от нефти воды и попутного газа. УПСВ строятся в местах устройства дожимных насосных станций ДНС. Используемые узлы дорабатываются, и изменяется технологическая схема. Объект получает название ДНС с УПСВ.

Цель ВКР- поиск альтернативных вариантов реализации работ.

Основными задачи ВКР являются:

- Оптимизация технических решений;
- Разработка проекта организации строительства;
- Оптимизация стоимости.

Любой проект строительства направлен на достижение конкретных целей, поэтому для грамотного использования инвестиций и качественно построенного объекта, необходимо управление проектом [1].

Для эффективного использования материально-технических ресурсов, с максимальным сокращением сроков выполнения работ, требуется проведение **экспертизы и оптимизации организационно-технологических решений**. Оптимальность решений заключается в разделении процесса строительства на

этапы, проработка различных оптимальных вариантов и в последующем их сравнение. Важной оценкой вариантов технических решений, считается обоснование и выбор критерия оптимальности [4].

Проводится экспертиза **проекта организации строительства**, определяющего общий порядок работ. В таких целях рационально использовать календарное планирование, показывающее длительность работ, потребность в кадрах. Графики производства работ основаны на данных сметной трудоемкости, которые в свою очередь определяют затраты рабочего времени. Разработка стоимостной модели очень важный этап в процессе разработки, так как фактор сокращения трудозатрат считается одним из важных показателей проекта [2]

В процессе управления проектом, есть возможность отследить ход работы и вовремя откорректировать изменения, для исключения возможных ошибок и потерь. Таким образом, используя имеющиеся ресурсы, можно выработать определённый план работ, позволяющий осуществлять анализ данных, и эффективно достичь решения поставленных задач. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на показатели проекта, на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых ресурсов [5].

Библиографический список:

1. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.
2. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.
3. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
4. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.
5. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Крижановская Т.В. канд. техн. наук, доцент

Экспертиза проектной документации объектов нефтедобычи

Коробова Н.С., Крижанивская Т.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Создание оптимального проектного решения при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений требует увязку различных факторов. Месторождения развиваются со временем, безостановочно изменяются параметры, совершенствуются модели производства работ. При всех подобных изменениях важно обеспечить надежную работу и защиту месторождений. Для определения технологических, конструктивных решений разрабатываются различные графические материалы, без которых сложно было бы представить сложно организованную систему.

Проектная документация является важным документом, как для заказчика, так и для налоговых органов. [1] Данная документация должна соответствовать требованиям технических регламентов, и проходить процедуру экспертизы, которая считается одним из важных этапов, в процессе разработки месторождений. [1] Эта процедура предусмотрена законом Градостроительного кодекса РФ, согласно которому вся документация подлежит обязательной экспертизе.

Цели экспертизы-определение, в какой степени точно, объект соответствует существующим нормам. Осуществляется проверка инженерных расчетов, соответствие материалов техническому заданию. Данная экспертиза позволяет сохранить средства, помогает заказчику понимать, что данный проект стабилен и надежен.

Исходя из того, какая организация проводит проверку документации, экспертиза может быть: государственной и негосударственной. Результат работы государственной и негосударственной экспертиз- равномерный, и полномочия являются одинаковыми.

В настоящее время в Российской Федерации Государственная экспертиза проводится органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации или подведомственным ему государственным (бюджетным или автономным). [2] Для выполнения государственной экспертизы, заказчик предоставляет заявление и необходимые документы во все органы контроля. Сроки исполнения, по сравнению с негосударственной, значительно больше и ограничиваются тремя месяцами.

На основании статьи 50 Градостроительного Кодекса РФ негосударственная экспертиза проводится аккредитованными юридическими лицами, имеющими на это право. [2] Негосударственные экспертные учреждения обеспечивают более объемным перечнем услуг. Заключая договор, заказчику предоставляются заявления по всем соответствующим нормам от одного исполнителя.

При положительном заключении экспертизы утверждения проектной документации, она согласовывается заказчиком и может быть принята к исполнению.

Таким образом, проведение подобной процедуры строящихся объектов позволяет на первоначальных этапах обнаружить несоответствия и устранить их с минимальными финансовыми потерями.

Библиографический список

1. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.

2. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть».

Технический надзор за строительством объектов нефтедобычи

Котов Н.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Все объекты нефтяной отрасли имеют повышенный класс опасности, отклонения от проекта и наличие ошибок при строительстве этих объектов, может привести в процессе эксплуатации к возможным аварийным ситуациям, случайным человеческим жертвам, экологическим проблемам и финансовым убыткам [1, 2]. Для организации и контроля процесса строительства объектов нефтяной отрасли, большое значение имеет технический надзор, закреплённый за объектом.

Технический надзор за строительством – это комплекс проверочных и экспертных работ, проводимых с целью соответствия возводимого сооружения определенных проектом рамок стоимости, сроков стройки, объемов производимых работ, а также их качества и соответствия строительных материалов проектным требованиям.

Технический надзор за строительством осуществляется на основании

положений главы 6, статьи № 53 «Градостроительного кодекса РФ» при выполнении строительных работ, реконструкции уже возведенных сооружений или капитальном ремонте объектов строительства.

Порядок работ, проводимых техническим надзором над возводимыми объектами, регламентируется большим спектром нормативно-правовых актов Российской Федерации, а также положением о проведении строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства.

Технический надзор за строительством осуществляется рабочей группой, назначенной в соответствии с требованиями проекта [3, 4]. Данная группа осуществляет контроль и проверку за проведением строительных работ на объекте с частотой, задаваемой требованиями проекта и уровнем сложности объекта. В случае подключения группы технического надзора в стадии, когда строительные работы на объекте уже производятся, желательно выполнение предварительного обследования возведенных частей сооружения с целью своевременного выявления возможных нарушений технологии строительства и дефектов конструкций здания или сооружения и минимизации возможных рисков ухудшения качества строительства в дальнейшем.

В обязанности работника технического надзора входит:

- проведение технического аудита подрядчика на этапе проведения конкурса (тендера) или контрактования [5, 6];
- организация взаимодействий подрядных организаций, на объекте строительства в комплексе, очередность выполнения работ.
- принятие, размещение, выполнение входного контроля поступающих материалов строительства, комплектующих изделий на объект;
- проверка и корректировка составленных графиков работ подрядных организаций в комплексе календарно-сетевых графиков строительства объекта;
- взаимодействие с проектным институтом и проведение проверки выполненных работ по изысканиям, организация работы специалистов авторского надзора;
- контроль за наличием исполнительной технической документации, а также правильностью её оформления, при производстве строительно-монтажных работ, проверка исполнительной документации;
- осуществление контроля, выполнения освидетельствование и оценка строительно-монтажных работ, согласно рабочей документации, выданных изменений и решений проектного института;
- контроль соблюдения подрядными организациями требований в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды при производстве строительно-монтажных работ.

- организация взаимодействий при проведении работ на объектах - эксплуатации, подрядных и субподрядных организаций;
- организация работы специалистов авторского надзора проектных институтов, на объектах строительства;
- организация работы и контроль за специалистами независимого технического надзора;
- контроль и подтверждение физических объемов работ, форм КС-2 (акт о приемке выполненных работ), КС-6а (журнал учета выполненных работ);

После завершения строительства объекта до введения его в эксплуатацию необходима его сдача Государственной приемочной комиссии. Для этого группа технического надзора осуществляет проверку и контроль за формированием приемо-сдаточной документации завершеного объекта строительства.

Библиографический список

1. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
2. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.
3. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.
4. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.
5. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.
6. Пасынкеев А.Д., Коркишко А.Н., Система саморегулируемых организаций в строительстве // В сборнике: Наука сегодня: проблемы и перспективы развития материалы международной научно-практической конференции: в 2 частях. Научный центр «Диспут». 2016. С. 92-93.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть».

Управление инфраструктурным проектом (Приемо-сдаточный пункт нефти ООО "Газпромнефть-Хантос")

Котов Н.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефть в современное время в нашей стране, один из основных видов энергетических ресурсов, на долю которого приходится значительный процент от всех видов добываемых природных ресурсов. Топливо-энергетический комплекс (далее ТЭК) играет большую роль в хозяйстве России, ведь без его продукции невозможно функционирование государственной экономики [1, 2]. По запасам нефти Российская Федерация занимает шестое место во всём мире. Нефтяная промышленность является одним из основных крупных источников доходов в бюджет России. Несмотря на растущие затраты при поиске, добыче нефти, а также эксплуатации объектов нефтяной промышленности, потребление этого природного ископаемого постоянно возрастает [3, 4].

С течением времени экономико-политическая ситуация меняется что оказывает влияние на нефтедобывающую индустрию, появляются проблемы: падение стоимости барреля нефти, увеличение требования к качеству продаваемого сырья, увеличение объема добычи жидкого углеводородного сырья, и наличием замечаний и предписаний к существующей системе сдачи нефти со стороны ОАО «АК «Транснефть», транспортируемого по сетям магистральных нефтепроводов.

Все это заставляет компании действовать и менять технологии добычи нефти, оптимизировать процессы сдачи нефти в транспортные трубопроводные сети, сокращать экономические потери за счёт замены уже существующих и морально устаревших объектов инфраструктуры, объединять разрозненную систему коммерческих узлов учёта нефти единую надежную систему приема, учета и сдачи товарной нефти - приемо-сдаточный пункт нефти.

В центре выпускной квалификационной работы фигурирует Приемо-сдаточный пункт нефти (далее ПСП). Одним из ключевых факторов при работе является круглосуточный учет количества и показателей качества принимаемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам. Технический и технологический процесс сдачи товарной нефти с наибольшей точностью массовых показателей, наименьшими экономическими затратами для обеспечения безопасного режима работы магистрального трубопровода, ведение учетных операций на ПСП [5].

ПСП представляет собой единый комплекс, обеспечивающий учет и отгрузку нефти, поступающей в систему магистральных нефтепроводов «АК «Транснефть». ПСП построен взамен действовавших коммерческих узлов учёта нефти (далее КУУН) ООО «Газпромнефть-Хантос».

Мощность ПСП нефти в районе линейно-производственной диспетчерской станции (далее ЛПДС) «Демьянское» от 4 млн.т/год (543 м³/час) до 14,3 млн.т/год (2040 м³/час). Режим работы объекта непрерывный, круглосуточный, круглогодичный. Объект находится на территории Уватского района Тюменской области РФ. ПСП ООО «Газпромнефть – Хантос» располагается в районе ЛПДС «Демьянское».

Основные цели строительства ПСП:

1) Сокращение экономических потерь, т.к. существующие объекты не соответствуют современным нормативным требованиям и не удовлетворяют требованиям возрастающих объемов добычи и транспортировки нефти;

2) Приведение объектов сдачи нефти с Приобского, Зимнего и группы Салымских месторождений в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» и к современным нормативным требованиям;

3) Объединение разрозненных КУУН в единую надежную систему приема, учета и сдачи товарной нефти;

4) Увеличение пропускной способности системы сдачи нефти.

Здания и сооружения на территории ПСП объединены в самостоятельные зоны:

1) зона основных технологических установок;

2) зона вспомогательно-технологического и не технологического назначения;

3) зона сооружений административно-хозяйственного назначения.

При этом должны соблюдаться требования, предъявляемые к крупно площадочному объекту при его проектировании:

1) функциональная пригодность к решению поставленной задачи на основании технического задания на проектирование;

2) безопасность эксплуатации объекта для обслуживающего персонала, населения и окружающей среды;

3) экономическая эффективность, обеспечивающая прибыль в процессе эксплуатации объекта.

Проектирование объекта является составной частью процесса строительного производства. В соответствии с Законом "О промышленной безопасности" от 21.07.1997 (последняя редакция), строительство опасных объектов должно выполняться в строгом соответствии с проектом, прошедшим государственную экспертизу и имеющему всю разрешительную документацию [6, 7].

Библиографический список

1. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

2. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

3. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

4. Пасынкеев А.Д., Коркишко А.Н., Система саморегулируемых организаций в строительстве // В сборнике: НАУКА СЕГОДНЯ: Проблемы и перспективы развития материалы международной научно-практической конференции: в 2 частях. Научный центр «Диспут». 2016. С. 92-93.

5. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. -122с.

6. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.

7. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть».

Оценка динамики продуктивных характеристик на скважинах Медвежьего месторождения при проведении КРС

Кустышев Д.А.

ООО «ТюменьНИИгипрогаз», г. Тюмень

Основными негативными факторами при проведении капитального ремонта скважин (КРС) являются поглощения технологических растворов, глубокая кольматация коллекторов, ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП). Наиболее актуально это проявляется на поздней стадии разработки месторождений, когда происходит снижение пластового давления. Так на Медвежьем месторождении текущее пластовое давление относительно начального снизилось на 85,30 %. В таких условиях, для определения целесообразности проведения капитального ремонта на конкретных скважинах выполняется расчет прогнозных послеремонтных дебитов на постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

При этом для достоверного прогнозирования необходимо закладывать в расчет уменьшение продуктивности на скважинах за счет влияния технологических жидкостей. Для этого был выполнен анализ фактических данных об изменении продуктивности после проведенных ремонтных работ для месторождений ООО «Газпром добыча Надым». По результатам газодинамических исследований построены индикаторные диаграммы, отображающие зависимость между $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ и Q , до и после проведенных ремонтных работ. Далее определялся коэффициент продуктивности скважин до проведения ремонтных работ и сравнивался с послеремонтными показателями.

Таким образом, можно наглядно увидеть изменения продуктивности на скважинах до и после проведения ремонтных работ.

В результате анализа ФЕС прискважинной зоны коллектора в результате воздействия на него технологических жидкостей при проведении ремонтных работ на примере Медвежьего месторождения за период 2013-2015 гг. можно выделить три группы:

I группа (скважины, на которых произошло улучшение продуктивности):

Улучшение продуктивности на скважинах можно объяснить тем, что в период, предшествующий проведению КРС на этих скважинах происходило значительное ухудшение продуктивных характеристик, что связано с началом интенсивного обводнения, накопления в ПЗП столба жидкости или песчано-глинистой пробки (ПГП). Проведение капитального ремонта на таких скважинах позволяет ликвидировать влияние указанных факторов, в результате чего продуктивные характеристики восстанавливаются. При этом, восстановление может составлять 30-40 %, так и достигать 100-110 % по сравнению с более ранними исследованиями. На таких скважинах отмечается дальнейшая довольно стабильная работа, что свидетельствует о достаточно быстрой отработке после КРС. На одной скважине произошло повторное снижение продуктивных характеристик, что может свидетельствовать о скоплении жидкости или ПГП в ПЗП после КРС.

Характерный вид диаграммы для первой группы скважин представлен на рисунке 1.

II группа (скважины, на которых произошло ухудшение продуктивности):

Ухудшение продуктивных характеристик на 24 скважинах вызвано негативным воздействием технологических жидкостей, кроме этого, на части скважин отсечением нижних, наиболее продуктивных интервалов, в следствии обводнения. На этих скважинах до проведения КРС ухудшения продуктивности не отмечалось, наблюдалось незначительное снижение, т.е. КРС был проведен до оказания значительного негативного влияния на ПЗП. На этих скважинах ухудшение составляет от 10 % до – 70 % (в среднем порядка 30 %), причем прямой зависимости снижения продуктивности от отсекаемых интервалов не выявлено.

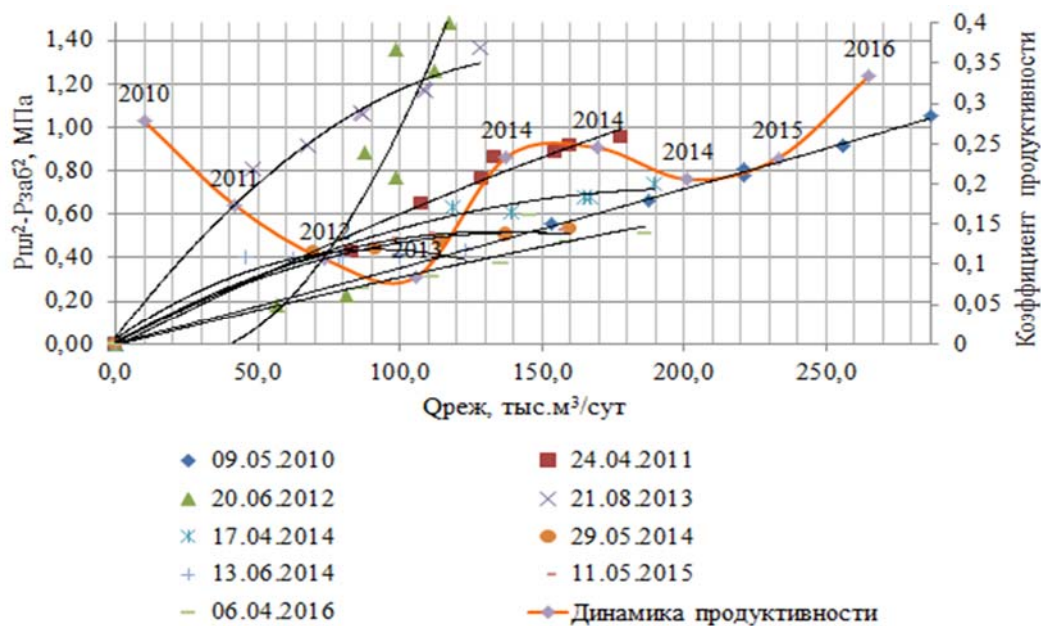


Рисунок 1 Характерный вид диаграммы для первой группы скважин

Характерный вид диаграммы для второй группы скважин представлен на рисунке 2.

III группа (скважины, на которых продуктивность практически не изменилась рисунок 3):

На восьми скважинах продуктивные характеристики практически не изменились, изменение не более 15 % как в большую, так и в меньшую сторону. Данная группа скважин характеризуется более интенсивным снижением продуктивности в доремонтный период, чем в скважинах второй группы, но менее интенсивным, чем в первой группе, т.е. восстановление ФЕС за счет проведения КРС и исключения притока жидкости или образования ПГП в ПЗП компенсируется на таких скважинах негативным влиянием технологических жидкостей.

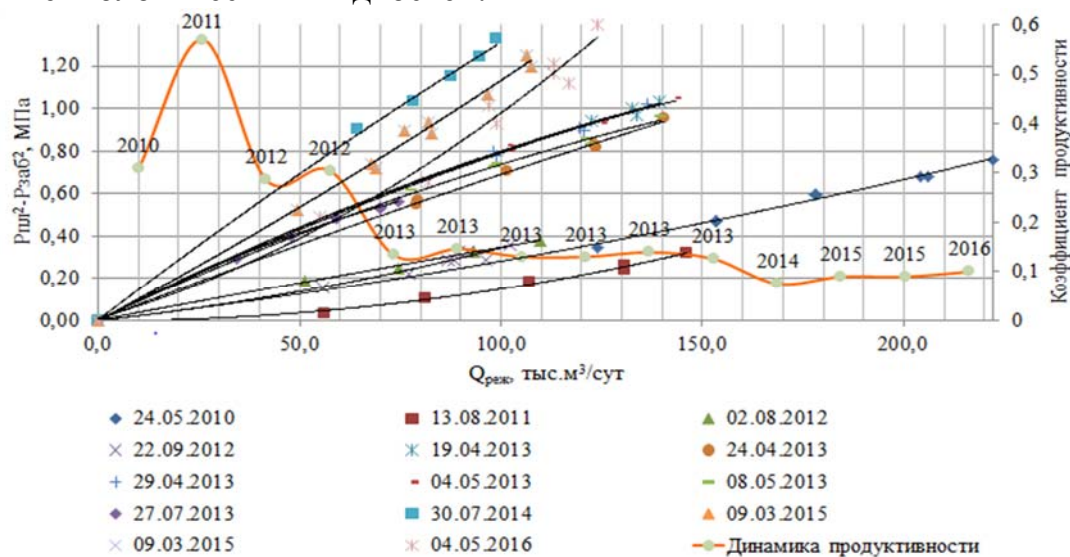


Рисунок 2. Характерный вид диаграммы для второй группы скважин

Характерный вид диаграммы для третьей группы скважин представлен на рисунке 3.

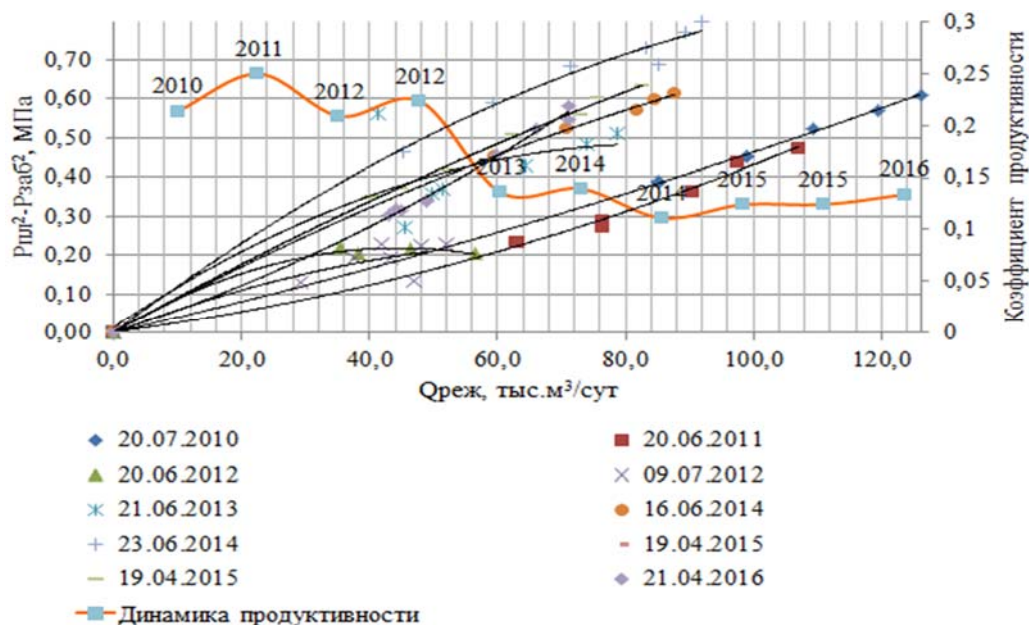


Рисунок 3. Характерный вид диаграммы для третьей группы скважин

На основании выполненного анализа, при оценке прогнозного дебита после планируемых геолого-технических мероприятий (ГТМ) для каждой скважины определяется соответствие одной из представленных групп. В соответствии с этим закладывается величина прогнозного ухудшения продуктивности для каждой скважины, с учетом которой выполняются расчеты послеремонтных дебитов после планируемых ГТМ на постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

Таким образом, результаты выполненного анализа позволяют проводить более эффективное планирование ГТМ на скважинах Медвежьего месторождения.

Обоснование оптимального количества стадий ГРП в горизонтальных скважинах для неоднородных низкопроницаемых коллекторов

Лобанов П.Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов в низкопроницаемых неоднородных коллекторах очень велика и с точки зрения грамотного управления ресурсной базой необходимо подключить их к разработке.^[1] Для этого современные компании широко применяют технологию бурения горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). При правильном подборе скважин использование данной технологии позволяет увеличить площадь контакта скважина-пласт

и многократно увеличить коэффициент продуктивности.

Одним из главных показателей применимости технологии является её экономическая эффективность, однако, бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта очень дорогостоящая операция. Для достижения наибольшего экономического эффекта от применения данной технологии необходимо производить тщательный подбор оптимального варианта.^[2]

Под оптимальным вариантом подразумевается подобранное количество стадий ГРП, длина горизонтального участка, длина трещин, система разработки, размещение ствола относительно максимального напряжения, расстояние между трещинами ГРП и т.д. Не всегда увеличение длины горизонтального участка приводит к увеличению технологических и экономических показателей. Например, на некоторых месторождениях при увеличении длины горизонтального участка до какой-то определённой длины наблюдается существенное увеличение дебита (800 м). Если же увеличивать длину далее, то существенного изменения в приросте дебита мы не заметим.^[3] В результате, с учетом больших капитальных вложений на бурение и строительство скважин, применение данной технологии является экономически нецелесообразным.

В связи с отсутствием четких и апробированных критериев применимости МГРП, на сегодняшний день инженеру необходимо тратить много времени на определение условий эффективного применения МГРП методом проб и ошибок.

В данной работе рассматриваются условия, при которых применение технологии МГРП является наиболее эффективным. В результате были построены гидродинамические модели с различными вариациями технологических параметров в программном комплексе Tempest More. Исследовались различные вариации размещения скважины, её длины, количества трещин ГРП, их ширины, высоты, длины и расстояния между ними.

Полученные результаты предлагается сравнить с фактическими данными верхне- и среднеюрских коллекторов месторождений Западной Сибири.

Библиографический список

1. А.А. Чусовитин, Р.А. Гнилицкий и др. Эволюция проектных решений по разработке отложений Тюменской свиты на примере месторождений Краснотенинского свода/ А.А. Чусовитин // Нефтяное хозяйство. май 2016.
2. Д.Г. Наймушин, А.А. Попов и др. Стратегии разработки трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (на примере Майского нефтяного месторождения) / Д.Г. Наймушин // конференция SPE 138068.
3. А. Юдин, Д. Тетюк и др. Эволюция технологий ГРП при разработке коллекторов Уватского региона/ А. Юдин // конференция SPE-182133

Научный руководитель: Синцов И.А., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ

Исследование взаимовлияния геохимических, геомеханических и фильтрационных процессов при разработке нефтяных месторождений

Мальцев А.А., Карманский Д.А.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

При разработке месторождений нефти и газа, начиная с середины прошлого века, активно применяется и используется научное сопровождение этого процесса. Основные усилия ученых, специализирующихся на проблеме добычи углеводородов из недр, сконцентрированы на моделировании, расчете и последующем прогнозировании этого процесса. Учитывая, что сам процесс извлечения углеводородов из недр обусловлен множеством характеристик и явлений, сопровождающих его, в современной нефтяной индустрии сосредоточены и находят точки соприкосновения множество научных отраслей, начиная с подземной гидродинамики, и заканчивая биологией. Однако, основной упор при моделировании разработки приходится на уравнения, описывающие процесс гидродинамики в пористой среде. Но до сих пор, в процессе научного сопровождения разработки не уделяется должного внимания геомеханике и геохимии нефтенасыщенных пластов. Связано это, помимо прочего, с недостаточной изученностью пороупругости горных пород и процессов, лежащих в её основе.

Идея работы заключается в проведении исследований по определению зависимости геохимических процессов в нефтенасыщенных пластах на фильтрационно-емкостные (ФЕС), упругие и прочностные свойства пород-коллекторов.

Исследователями экспериментально доказаны основные факторы, влияющие на деформационные и разрушающие характеристики пород-коллекторов: влагонасыщенность, скорость деформации, термобарические условия, фильтрация флюидов и свойства флюидов, насыщающих породу. Подробно текущий уровень исследований в этой области представлен в статье Михайлова Н.Н. [1].

Наименее изученным параметром, из вышеперечисленных, является влияние типа жидкости насыщения на свойства породы, которую она насыщает. Исследованиями в данной области занимались академик П.А. Ребиндер и его коллеги [2]. Другая команда ученых, исследовавших механохимические эффекты при разработке месторождений, в свою очередь провела ряд экспериментов, которые показали, что образцы, насыщенные водой, имеют несколько другие значения основных физико-механических свойств (ФМС), чем образцы, насыщенные нефтью [3,4].

Цель: определение изменения ФМС породы от характера насыщения.

Задачи: определение прочностных характеристик горной породы с учетом изменения ФЕС от водонасыщенности. Установление зависимости

модуля Юнга и коэффициента Пуассона от изменения напряженно-деформированного (НДС) состояния.

После постановки цели и задач был распланирован ход работ, в соответствии с которым впоследствии проводились исследования. По аналогии с работой [4] были проведены испытания образцов керна с Вынгапуровского месторождения (пласт БС 11) на одноосное сжатие с предварительным снятием нагрузки для определения деформационных характеристик, модуля Юнга и коэффициента Пуассона (ГОСТ 28985-91, ГОСТ 21153.2-84). Всего было испытано 7 образцов с соотношением диаметра к высоте 1:2, диаметр образцов – 30 мм. Образцы были насыщены смесями модельной нефти (керосина) и воды в соотношениях, соответствующих ряду водонасыщенности: 0%, 25%, 50%, 75%, 100%. Изначально образцы насыщались керосином, а затем помещались в откакумированную воду, которая постепенно проникала в образец под действием капиллярных сил, вытесняя содержащийся в них керосин. На разрушенных образцах были проведены испытания с помощью сферических инденторов, позволяющие определить основные ФМС породы [5]. Результаты испытаний приведены в виде графиков на рисунке 1. Испытания подтвердили результаты, полученные в ранее проведенных исследованиях [4], в частности зависимость предельной нагрузки и модуля упругости от водонасыщенности образцов, описываемую с помощью полинома второй степени. Влияние водонасыщенности на коэффициент Пуассона с достоверной точностью подтвердить не удалось.

Воспользовавшись основными уравнениями влияния пластового давления на проницаемость, которые указывает в своей книге [6] В.Н. Николаевский, были построены зависимости проницаемости от падения пластового давления с учетом и без учета влияния водонасыщенности (Рисунок 1). Применяя результаты, полученные опытным путем и внедрив их в уравнения пороупругости Николаевского для коллектора в условиях дренирования, были получены следующие выводы:

1. В зависимости от минсостава горной породы, в особенности её цемента, соотношение воды и нефти, насыщающей её оказывает влияние её на физико-механические свойства, и как следствие на эффективную и общую проницаемость.

2. Было предположено, что соотношение воды и нефти в породе оказывает влияние на её сцементированность, что оказывает влияние на модуль упругости горной породы и предельные разрушающие показатели.

3. С помощью испытаний аналогичных проведенным исследованиям, а также с использованием уравнений пороупругости Николаевского возможно более точно оценить снижение проницаемости в ПЗП и пласта в целом на протяжении всего периода разработки.

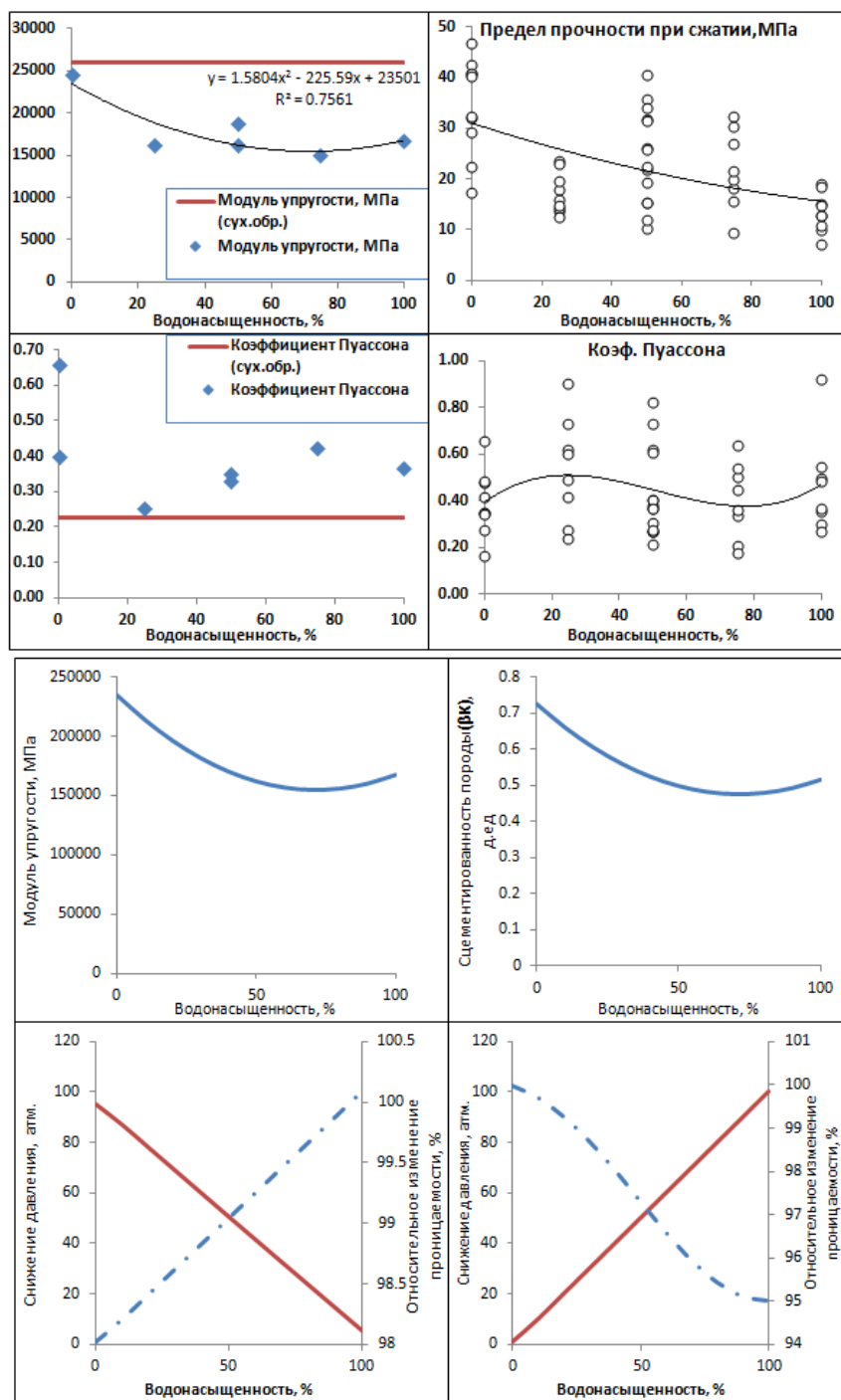


Рисунок 1. Результаты испытаний для определения ФМС породы. Зависимость Модуля Юнга (1, 3), коэффициента Пуассона (5,6), Предела прочности при сжатии (2) и сцементированности скелета породы β_1K (4) от водонасыщенности. Изменение проницаемости породы при падении пластового (порового) давления без (7) и с учетом эффекта Ребиндера (8).

Авторы работы выражают благодарность коллективу лаборатории ФМСиРГП НЦ СПГУ за оказанное содействие и помощь в проведении испытаний.

Библиографический список

1. Михайлов Н.Н., Попов С.Н. Экспериментальные и теоретические исследования влияния механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные, упругие и прочностные свойства пород-коллекторов [Электронный ресурс]/ Н.Н. Михайлов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2015. – N 1(11). - Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_11/index.html
2. Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А., Жигач К.Ф. Применение понизителей твердости для повышения скоростей бурения на нефть в твердых породах Восточных месторождений / П.А. Ребиндер // Нефтяная промышленность СССР. 1940. № 5. с. 54.
3. Gutierrez M., Oino L.E., Hoeg K. The Effect of Fluid Content on the Mechanical Behaviour of Fractures in Chalk / M. Gutierrez // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2000. №33 (2). P. 93-117.
4. Najmud D., Hayatdavoudi A., Ghalambor A. Laboratory investigation of saturation effect on mechanical properties of rocks/ D. Najmud // SPWLA 31st annual logging symposium, June 24-27, 1990.
5. Коршунов В.А., Карташов Ю.М., Козлов В.А. Определение показателей паспорта прочности горных пород методом разрушения образцов сферическими инденторами / В. А. Коршунов // Записки Горного Института. -2010. – Том 185.
6. Николаевский В.Н. Механика насыщенных пористых сред/ В.Н. Николаевский, К.С. Басниев, А.Т. Горбунов. – М.: Недра, 1970. - 339 с.

Научный руководитель: Петраков Д.Г., канд. техн. наук, декан НГФ СПГУ.

Управление инвестиционно-строительным проектом обустройства объектов эксплуатации Южно-Киняминского месторождения. Куст скважин №4

Мальцев П.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Актуальность исследований в области управления инвестиционно-строительными объектам обусловлена политикой нефтегазодобывающих компаний увеличивать объемы добычи нефтепродуктов [1]. В современных условиях внешнего российского рынка нефти, учитывая обвалы цен, необходима максимальная оптимизация трудовых и материальных затрат [2].

Цель выпускной квалификационной работы состоит в минимизации трудовых и финансовых ресурсов, необходимых, для освоения 4 куста скважин Южно-Киняминского месторождения.

Данная цель реализуется путем решения следующих задач:

- 1) Оптимизация технических решений.
- 2) Оптимизация проекта организации строительства за счет рационального календарного планирования, и применения поточного метода строительства.
- 3) Уменьшение стоимости проекта, за счет оптимизации технических решений и сокращения сроков строительства объекта [3].

Методы исследования:

- Расчет свайного основания с учетом геологических особенностей местности;
- Расчет металлоконструкций, применяемых для кабельных эстакад.
- Составления календарного плана и графика капитальных вложений, с учетом изменения сроков строительства и сметной стоимости.

Основной направленностью методов решения поставленных задач является проверка типовых технических решений. Не являются исключением случаи, когда решения, принимаемые проектной организацией, не являются рациональными. Это проявляется в увеличении материально-ресурсной базы, необходимой для воплощения проекта. Проектные организации, пользуясь типовыми решениями часто пренебрегают экономической стоимостью в угоду повышенным коэффициентам запаса [3]. Это снижает инвестиционный интерес к проекту, и в условиях низких цен на нефть, может быть отложен как нерентабельный. В действительности при более детальном рассмотрении, и проведении анализа технических решений проект может быть окупаемым и приносить прибыль непосредственному заказчику.

Теоретическая значимость состоит в возможности использования данных расчетов для составления проектно-сметной документации для других кустов скважин, с похожими технико-экономическими показателями.

Практическая значимость состоит в уменьшении стоимости и времени строительства кустов скважин [4].

Базой исследования является проект «Обустройство объектов эксплуатации Южно-Киньяминского месторождения. Куст скважин №4», который разработала «Научно-проектная и инженерно-экономическая компания» в 2014 году. Заказчиком является «Газпромнефть-Хантос».

Бурение кустовым методом подразумевает, что устья скважин расположены вблизи друг друга, а залежи в различных направлениях разрабатываемого месторождения. Ведущие нефтегазовые компании предпочитают разработку месторождений именно этим способом благодаря важным преимуществам:

- Оберегание поверхностного слоя, при разработке месторождения на плодородных или заповедных землях;
- Снижение количества отсыпных работ на болотистых местностях, что ведет к уменьшению сроков строительства;
- Уменьшение объема сопутствующих коммуникаций, таких как автомобильных дорог, линий электропередач, систем трубопроводов.

Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на показатели проекта, на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых ресурсов [5].

Библиографический список

1. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (ВІМ-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.
2. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.
3. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
4. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.
5. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В. канд. техн. Наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Оценка текущего состояния и повышение эффективности разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения

Овечкина Е.С., Шарипов Р.И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной статье проанализированы текущее состояние, основные особенности и проблемы разработки сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения. Рассмотрены и представлены технико-технологические решения и реализуемые технологии с целью повышения эффективности разработки залежи.

Разработка крупных газовых месторождений в настоящее время связана с рядом особенностей:

- высокая степень истощения запасов газа;
- значительный фонд бездействующих скважин;
- высокая обводненность продуктивных пластов и добывающих скважин;
- поэтапный ввод в эксплуатацию отдельных участков;
- увеличение количества капитальных ремонтов скважин и др.

Геологическая изученность залежи и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в существенной степени определяют эффективность разработки каждого месторождения, так как от значений предоставленных параметров зависят запасы газа, продуктивные характеристики эксплуатационных скважин, эффективный прогноз технологических показателей разработки и, в конечном итоге, коэффициент газоотдачи залежи или месторождения.

Осложнения, возникающие при эксплуатации, освоении и капитальном ремонте скважин можно ликвидировать с помощью технологий, способов и технических средств, разработанных и внедренных на Медвежьем месторождении (технологии изоляции пластовых вод, специальные поверхностно-активные вещества (ПАВ), забойные фильтры, технологии освоения при низких пластовых давлениях, и др.).

Для борьбы с разрушением пород скважин на забоях применяются методы: закрепления прискважинной зоны механическим или химическим способом, применения противопесочных фильтров различных конструкций, а также ограничения рабочего дебита пескопроявляющих скважин.

С целью интенсификации притока газа или жидкости к забоям скважин широко применяются следующие способы воздействия на призабойную зону: физико-химические и термохимические обработки; обработки с углеводородными растворителями; установка кислотных ванн; кислотные обработки с акустическим воздействием.

С целью повышения эффективности обработок призабойной зоны пласта (ПЗП), в отечественной и мировой практике применяются способы: воздействия жидкостью под статическим давлением, с последующим воздействием акустическими волнами; обработки обратной эмульсией; обработки пенокислотой с одновременным ее нагревом; последовательной закачки соляной кислоты и карбида кальция; внутрислового сжигания асфальтосмолистых отложений с поддержанием процесса горения. Гидроразрыв пласта (ГРП) применяется с целью повышения нефте- и газоотдачи пласта с низкими коллекторскими свойствами.

Применение центрально-групповой схемы размещения эксплуатационных скважин, как правило, в присводовых частях структур, является второй характерной особенностью освоения крупных газовых залежей. Сенманские газовые залежи практически все являются массивными или пластово-массивными, водоплавающими, т. е. подстилаются подошвенной водой по всей площади газоносности. Данная особенность создает необходимость применения дифференцированной схемы вскрытия продуктивных горизонтов для равномерной отработки разреза и предотвращения преждевременного прорыва пластовой воды к забоям скважин, скважины перфорируются в различных частях разреза, и они не добуриваются до газоводяного контакта (ГВК).

С начала разработки месторождения пластовое давление снижалось до 2,0 МПа. На месторождении наблюдается активное внедрение подошвенной воды в газовую залежь, наблюдаются водо-, песко- и газопроявления в скважинах. Преобладающими видами капитального ремонта на северных

месторождениях и, в частности, на Медвежьем газовом месторождении являются ремонтно-изоляционные работы, устранение выноса песка и пробок, мероприятия по извлечению пакеров и др.

Ликвидация выноса песка производится путем ограничения дебитов скважин либо установкой противопесочных фильтров. Применяемые на месторождении конструкции противопесочных фильтров имеют один общий недостаток – они плохо сдерживают мелкозернистый песок сеноманских отложений и подвержены точечному разъеданию фильтрующих поверхностей. Ликвидация скопления пластовой и конденсационной жидкости на забое, в основном, производится путем продувки скважины, которая приводит к загрязнению окружающей среды и безвозвратным потерям газа. Способ обработки скважин неионогенными поверхностно-активными веществами (НПАВ) используется для сокращения количества продувок скважин.

На месторождениях, в настоящее время находящихся на завершающей стадии разработки, выявляются соответствующие проблемы: снижение продуктивностей скважин и снижение добычных возможностей пласта; обводнение залежи и интенсивные водо-и пескопроявления; износ оборудования. Сезонное снижение отборов газа в летний период приводит к накоплению жидкостных пробок в части эксплуатационного фонда, работающих в зимний период при повышенных отборах стабильно.

За счет внедрения Системы Оптимизации «Смард Скид» на скважинах 722, 814 Медвежьего НГКМ, полностью исключены технологические продувки забоев и увеличены среднемесячные отборы газа. Средние дебиты скважин за 2014 год: 722 - 75 тыс.м³/сут; 814 – 112 тыс.м³/сут. Согласно результатам гидродинамических исследований (ГДИ) за период 2008-2011г.г. пескопроявление на скважинах снизилось, а с 2012 года прекратилось.

Анализ материалов ГИС позволяет сделать вывод, что при эксплуатации скважин с помощью технологии концентрических лифтов, накопления песчаной пробки на забое скважины практически не происходит, что положительно характеризует выбранный метод эксплуатации.

Испытания технологии плунжерного лифта (летающих клапанов) проводились на 5 скважинах Медвежьего НГКМ. В связи с многократными разрушениями плунжера (челнока) работы по отработке данной технологии прекращены. Главный недостаток технологии, препятствующий ее более широкому применению - отсутствие методики подбора плунжера. С 2012 года технология не применяется и требует доработки.

Выводы:

1) При эксплуатации и капитальном ремонте газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений возникают осложнения, вызванные разрушением призабойной зоны и скоплениями вод, что обуславливает необходимость в создании или усовершенствовании уже имеющихся технологий и технических средств, применимых к условиям северных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

2) Наиболее перспективными геолого-техническими мероприятиями по поддержанию режима работы скважины и техническими решениями эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки являются: применение концентрических лифтовых колонн, использование плунжерного лифта, зарезка боковых стволов (ЗБС), закачка специальных поверхностно-активных веществ (ПАВ), и сухого газа в межтрубное пространство, применение модульных компрессорных установок, разработанные и внедренные на газовых залежах Медвежьего месторождения.

Библиографический список

1. Колмаков, А.В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А.В. Колмаков, П.С. Кротов, А.В. Кононов. – СПб.: ООО «Недра», 2012. – 176 с.

2. Ермилов, О.М. Добыча газа и газоконденсата в осложненных условиях эксплуатации месторождений / О.М. Ермилов, А.Н. Лапердин; С.И. Иванов; отв. Редактор А.Э. Конторович. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 291с.

3. Лапердин, А.Н. Совершенствование систем разработки газовых и газоконденсатных залежей Тюменской области // Обзор.инфор. Сер. Совершенствование систем разработки газовых и газоконденсатных месторождений Тюменской области / Лапердин А.Н., Юшков Ю.Ф., Дюкалов С.В. – 1985. Вып. 7. С. 36.

4. Саранча А.В., Огай В.А., Забоева М.И. Оценка объемов низконапорного газа // В сборнике: НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2015. С. 300-304.

5. Ли Джеймс, Никенс Генро, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с., ил. (Промышленный инжиниринг).

6. Дукатов Д.В., Минликаев В.З., Глухенький А.Г., Мельников И.В., Шулятиков И.В. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / «Газовая промышленность». 2010, № 2, - С. 76-77.

7. Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Мельников И.В., Харитонов А.Н., Архипов Ю.А. Особенности эксплуатации газовых скважин Медвежьего месторождения // Наука и ТЭК, № 3, 2011.

8. Овечкина Е.С., Левитина Е.Е. Технологии эксплуатации обводняющихся газовых скважин // В сборнике: НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых.

Научный руководитель: Саранча А.В., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ

Анализ эффективности применения технологии StageFRAC на примере Приобского месторождения

¹Павельева О.Н., ²Павельева Ю.Н.

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

²Санкт-Петербургский государственный университет,
г. Санкт-Петербург

Сегодня многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) стал повседневной технологией повышения нефтеотдачи. Ее применяют и на традиционных запасах, и на трудноизвлекаемых. Данный метод постоянно совершенствуется и развивается в соответствии с новыми вызовами.

Система StageFRAC обеспечивает выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе одной скважино-операцией. Пакеры спускаются в необсаженный ствол скважины в стандартной эксплуатационной колонне и разделяют продуктивный пласт на интервалы гидравлическими муфтами, расположенными между каждым комплектом пакеров.

В процессе закачки муфты последовательно раскрываются сбрасыванием шаров и отсекают нижерасположенные интервалы после проведения в них ГРП. Механическая изоляция интервалов обеспечивает точное размещение пачек проппанта, обеспечивая полный охват зоны интенсификации и максимальную эффективную проницаемость трещин. Кроме того, система StageFRAC обеспечивает упрощенное заканчивание скважины: для изоляции продуктивного интервала не требуется цементировать и перфорировать хвостовик, устанавливать цементные мосты, не требуется чрезмерная промывка обработки пласта для вызова притока, а также не требуется проводить внутрискважинные работы после окончания работ по интенсификации. В результате, весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки, что снижает сроки выполнения работ с нескольких суток до нескольких часов. Данная услуга позволяет селективно открывать и закрывать порты для изоляции нежелательных жидкостей, таким образом максимально увеличивая продуктивную жизнь скважины.

Применяют данную технологию в горизонтальных (с ГРП), наклонных и вертикальных скважинах; в компоновках заканчивания для открытого ствола и некоторых обсаженных скважинах; в коллекторах с высокими пластовыми температурой/давлением, насыщенные H_2S и CO_2 ; в терригенных, карбонатных, глинистых и угольных пластах.

Технология StageFRAC применяется с 2011 года на Приобском месторождении. На данный момент каждые сутки в ООО «РН-Юганскнефтегаз» выполняется в среднем около пяти-шести гидроразрывов. Всего в 2011 году проведено 1800 ГРП.

После бурения скважины 5869Г с длиной ГУ – 800 м и проведением 7ми -стадийного ГРП по технологии StageFrac (по 50 т проппанта – на каждую стадию). Дебит жидкости оказался в 1,5-2 раза выше, чем окружающих

ННС с ГРП. Несмотря на высокую стоимость ГС с ГРП (158 млн.руб.), которая в три раза выше, чем ННС с ГРП (52 млн. руб.), за 5 лет работы ожидается увеличение ЧДД – в 1,9 раза.

Результаты, достигнутые на Приобском месторождении за счет применения ГС с МГРП по технологии StageFrac, позволяют охарактеризовать её как весьма перспективную для более широкого применения. Внедрение этой технологии способно улучшить как коммерческую (за счет ускорения отборов), так и бюджетную (за счет полноты извлечения запасов) эффективность разработки месторождений-аналогов.

Библиографический список

1. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири / А.В. Бровчук, И.Р. Дияшев, А.В. Липлянин, Д.В. Грант, Д.И. Усольцев, К.К. Бутула // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition [Текст] : сб. науч. трудов ежегодной научно-технической конференции студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE) / Москва, 2016. – С. 21-24.
2. Ушаков, А.С. Особенности ГРП в горизонтальных скважинах Быстринского месторождения [Текст] / А.С Ушаков, А.С. Самойлов // Oil & Gas Journal. 2010. - № 4. - С. 39-41.
3. StageFRAC. Максимальный охват дренированием [Электронный ресурс] // <https://www.slb.ru/upload/iblock/858/stagefrac.pdf>

Научный руководитель: Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РЭНГМ, ТИУ

Применение бесшаровой технологии ГРП на Приобском месторождении

¹Павельева О.Н., ²Павельева Ю.Н.

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

²Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург

Сегодня многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) стал повседневной технологией повышения нефтеотдачи. Ее применяют и на традиционных запасах, и на трудноизвлекаемых. Тем не менее этот метод постоянно совершенствуется и развивается в соответствии с новыми вызовами. В частности, при разработке сложных низкопроницаемых коллекторов с плохими фильтрационно-емкостными свойствами очевидна малоэффективность стандартного шарового МГРП, имеющего определенные ограничения. В результате появился новый вид компоновки для гидроразрыва: бесшаровый, принципиально отличающийся от применяемых ранее.

Первые работы по внедрению бесшарового МГРП на Южно-Приобском месторождении начались с 2015 года. Тогда с помощью этой технологии удалось увеличить количество стадий разрыва до 15: при шаровом МГРП этот параметр не превышает 10. В июле этого года на том же Южно-Приобском месторождении был проведен рекордный для России 30-стадийный гидроразрыв по бесшаровой«технологии. Особенность новой технологии прежде всего в способе изоляции портов ГРП (точек внутри скважины, где планируется провести гидроразрыв) от ранее простимулированных участков.

При использовании более традиционной шаровой технологии каждая новая зона МГРП отделяется от предыдущей композитным или металлическим шаром. Диаметр шаров уменьшается от зоны к зоне и не позволяет провести более 10 операций гидроразрыва из-за конструктивных особенностей скважины. При проведении бесшарового гидроразрыва в качестве изолятора используются не шары, а специальный инструмент с многоразовой уплотняющей «подушкой» - пакером (рисунок 1).

Оборудование для открытия муфт, закрывающих места будущих разрывов, с инсталлированным пакером спускается в скважину на гибких трубах (колтюбинге). Пакер увеличивается в размере при механическом сдавливании и отделяет зоны с уже проведенными гидроразрывами, параллельно открывается новая муфта. После выполнения работ пакер возвращается к исходному размеру, и оборудование можно транспортировать к следующему порту для проведения МГРП внутри скважины (в то время как шары и муфты после завершения операции необходимо разрушать специально). В случае применения бесшаровой технологии количество стадий МГРП ограничивается лишь протяженностью самой скважины и технико-экономическими расчетами.

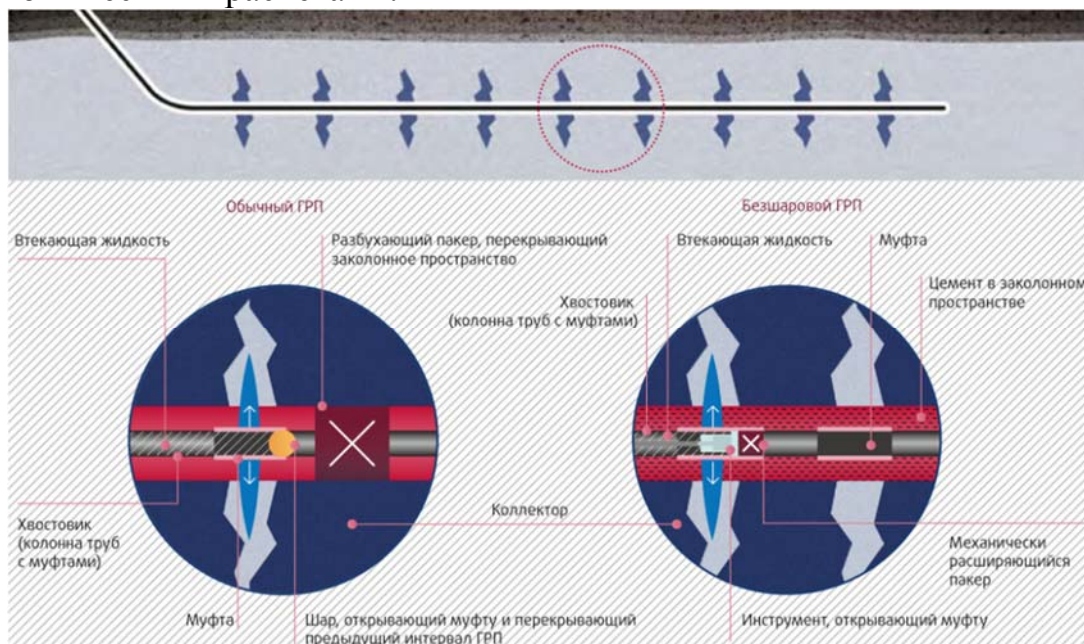


Рисунок 1. Схема обычного и бесшарового ГРП

Увеличение количества стадий гидроразрыва может быть крайне важно при разработке низкопроницаемых коллекторов, так как, соответственно, увеличивается количество трещин, пронизывающих нефтяной пласт, а значит, и зона дренирования. Все это обеспечивает повышение значений пускового дебита скважины и в дальнейшем более высокую накопленную добычу по сравнению с аналогичными скважинами, где проведен обычный МГРП.

За период с 01.01.2013 г. по 01.01.2015 г. на Приобском месторождении проведено 946 операций ГРП. Гидроразрыв проводился как правило в малодебитных скважинах с низкой обводненностью, расположенных на участках с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. После ГРП дебит нефти увеличился в среднем в 7,7 раза, жидкости - в 10 раз. В результате ГРП в 70,4 % случаев обводненность возросла в среднем от 2 % до ГРП до 25 % после обработки. Успешность обработок достаточно высока и в среднем составляет 87 %. Дополнительная добыча нефти от производства ГРП 2015 г. превысила 1 млн. т.

Библиографический список

1. Многостадийный прорыв / Сибирская нефть №7. - 2016. – С. 58-59
2. Савиных, Ю.А. Методы интенсификации добычи нефти / Ю.А. Савиных Ю. А., С.И. Грачев, Х.Н. Музипов - Тюмень : Слово, 2007. С. 133
3. <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2016-september/1114704/>

Научный руководитель: Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РЭНГМ, ТИУ

Концепция освоения месторождений Карского моря (на примере Русановского и Ленинградского газоконденсатных месторождений)

Пантелеев В.О.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

На шельфе Карского моря сосредоточено большое количество запасов углеводородов, преимущественно газ и газоконденсат. Ленинградское и Русановское ГКМ, по предварительной оценке, суммарно содержат 4,54 трлн. м³ газа и 15,4 млн. т конденсата, по категории С2.

Для того, чтобы выбрать технико-экономически рациональную концепцию обустройства данного региона, необходимо детально разобрать

вопросы, связанные с комплексным освоением входящих в него месторождений.

В работе рассмотрена концепция освоения Русановского и Ленинградского ГКМ Карского моря.

Для определения наиболее рациональной схемы обустройства Ленинградского и Русановского месторождений Карского моря предусмотрено рассмотрение вариантов схем обустройства как с применением только подводных или только надводных объектов, так и с применением комбинированного промысла.

При транспортировке газа на мыс Харасавэй возможно использование производственной инфраструктуры Ленинградского месторождения, но только в период падающей добычи на Ленинградском месторождении с загрузкой экспортного трубопровода. Поэтому ввод месторождений в разработку будет разнесён по годам и ввод в разработку Русановского месторождения производится на позднем этапе падающей добычи Ленинградского ГКМ.

Вариант **надводного промысла** рассматривает размещение всех устьев скважин на ВСП. Максимальное количество скважин на одной платформе принято 40 ед.

Данный вариант позволяет разбуривать месторождение круглогодично, и за, относительно, небольшой промежуток времени выйти на проектный уровень добычи. Бурение производится без помощи ПБУ. Перед компримированием газа на берег, производится его предварительная подготовка на платформе. Подача ингибиторов производится, так же с платформы.

Для выхода на проектный уровень добычи, и для достижения проектного КИГ, с учетом количества скважин и координат их забоев, для данного варианта необходимо 5 платформ. (Ленинградское ГКМ - 2, Русановское ГКМ - 3).

Данный вариант самый капиталозатратный из представленных.

Подводный вид промысла – это последнее слово в техническом плане освоения морских месторождений. Этот вид промысла позволяет разработать месторождение, без использования дорогостоящих платформ. Но разбуривание месторождения осуществляется при помощи ПБУ.

Данный вид обустройства менее капиталоемкий, даже по сравнению с комбинированным промыслом. Но на сегодняшний день, мы не можем с точностью утверждать, что пакет оборудования (манифольды, подводные сепарационные комплексы, подводные системы компримирования и т.д.) для подводной добычи будет готов к эксплуатации, и испытан к моменту ввода месторождения в разработку (2030-2035). И в то же время, не представляется возможным разбуривать скважины без судна арктического класса или без подводной буровой установки.

В нынешних реалиях, с учетом открытой воды на обоих месторождениях, возможно пробурить 1 скважину в сезон, при условии, что за время бурения не будет непредвиденных обстоятельств, которые могут вывести из графика бурения.

Комбинированный вид промысла, самый оптимальный для обустройства данных месторождений на сегодняшний день. Он включает в себя все плюсы и минусы вышеизложенных видов обустройств, с одной отличительной чертой. Они дополняют друг друга. Чтобы подавать ингибиторы, во избежание коррозии и гидратообразований, при компримировании газа, не нужно укладывать шлангокабель по морскому дну с берега и тянуть его до ПДК. Можно подавать его через платформу и подготавливать продукцию на ВСП. С учетом того, что мы сможем разбуривать скважины круглый год с платформы, то быстрее выйдем на проектный уровень добычи. А скважины, которые будут располагаться на ПДК будут разбуриваться с помощью ПБУ, 1 скважина за сезон. Это менее капиталоемкий вариант, чем надводное обустройство промысла, но более затратный, чем при подводном обустройстве.

Поэтому, мы в нашей работе, понимая перспективы, которые открывают подводные технологии, и так же понимая высокую капитальную стоимость традиционных решений с использованием ледостойких платформ, не можем однозначно сказать, что можно обойтись без стационарных нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений и будем рассматривать варианты с комбинированным морским добычным комплексом.

В концепции освоения, предполагается, что транспортировка продукции будет происходить через инфраструктуру Харасавэйкого ГКМ и подаваться на Бованенковскую УКПГ.

Библиографический список

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999.
2. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела. Том 1. Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых сооружений – М.: Из-во ООО «День Серебра», 2009 - 288 стр.
3. Российская газовая энциклопедия. Т. 2 /Гл. ред. Вяхирев Р.И./ Науч. изд. «Большая советская энциклопедия». – М., 2005 - 525 с.
4. Аненков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. - М.: ООО «Газоил пресс», 2010. – 304 с.

Научный руководитель: Мирзоев Д.А., д-р техн. наук, профессор

Управление проектом при строительстве объектов нефтегазового комплекса на примере реконструкции ПС 110/35/6кВ КНС-3 Приобского месторождения

Пасынкеев А.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ни для кого не секрет, что нефтегазовая промышленность в России является одним из ключевых факторов в поддержании уровня развития экономики, таким образом, падение рыночной стоимости барреля нефти в 2015 году привело к некоторым бюджетным дырам. Однако не стоит забывать, что мы проживаем в рублевой зоне, поэтому цена на нефть, упавшая ниже \$50 за баррель и падение рубля критически не повлияли на нефтегазовый сектор, ведь в рублевом соотношении нефть продает по примерно той же цене. Бюджет РФ на 2015 год был принят, исходя из прогнозируемой цены на «черное золото» не ниже \$100 за баррель. Однако функционирование экономики и ситуация на нефтяном рынке в 2015 году побудили государство скорректировать прогнозы развития страны, исходя из цены на нефть \$45 за баррель в 2015 и \$50 за баррель в 2016 году. [1] Придется выискивать дополнительные источники пополнения бюджета, а это означает, что трудно придется, скорее всего, и бизнесу, и простым гражданам. Чтобы покрыть бюджетный дефицит, в 2016 году был увеличен налог на добычу полезных ископаемых, что повлекло за собой увеличенную нагрузку на добывающий сектор [2] и принудило нефтегазодобывающие компании пересмотреть инвестиции как в уже существующие, так и в планируемые проекты [4, 5].

Очень часто проектные организации принимают многие узлы и конструктивные решения без определенных обоснований и расчетов, что в конечном итоге может привести к перерасходу материалов, излишних переплат за транспортировку к месту работы и переплате подрядчику за выполненные работы [6, 7]. Очень важно выявить такие недочеты на стадии проектирования до отправки проекта на Главгосэкспертизу [8].

Задачей управления проектами является оптимизировать сметные расчеты и сроки строительства. В нефтегазовой промышленности крайне важным критерием реализации проекта является ранний срок введения объекта в эксплуатацию, так как это позволяет получать прибыль намного раньше. Необходимо найти баланс между содержанием проекта, ценой, временем и качеством выполненных работ. При необходимости сократить сроки выполнения строительства можно увеличить количество рабочих, что непременно приведет к увеличению стоимости, однако, если это произведет должный экономический эффект от раннего введения объекта в эксплуатацию, то такие затраты являются целесообразными.

Объект ПС-110/35/6 кВ КНС-3 представляет собой комплектную двухтрансформаторную подстанцию мощностью 25000 кВ*А. Данный объект предназначен для электроснабжения южной части Приобского месторождения.

Существующая ПС-110/35/6 кВ КНС-3 Приобского месторождения введена в эксплуатацию в 2006 году. В связи с увеличением нагрузки и перспективы развития месторождения на ПС-110/35/6 кВ КНС-3 необходимо заменить силовые трансформаторы типа ТДТН-40000/110-УХЛ1. Питание ПС-110/35/6 кВ КНС-3 производится по двухцепной ВЛ-110 кВ «ГТЭС-Хантос-1» и «ГТЭС-Хантос-2» от ПС-110/35/6 кВ «Фоминская».

При реконструкции ПС-110/35/6 кВ КНС-3 по замене устаревшего электрооборудования предусматривается применение оборудования, прошедшего сертификацию в установленном порядке на соответствие государственным стандартам, требованиям РАО ЕЭС, ФСК в части безопасности и технических характеристик и обладающего повышенной функциональной и эксплуатационной надежностью, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат.

Библиографический список

1. Проблемы выживания и развития экономики России: научная монография / под ред. д.э.н., проф. В.А. Петрищева. – Тверь: Тверской гос. ун-т, 2015. – 212 с.
2. <http://www.rbc.ru/economics/25/08/2016/57be64209a794734311d1ee6>
3. Управление проектами. Фундаментальный курс: учеб. / А.В. Алешин, В.М. Аньшин, К.А. Багратиони и др. - М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2013. - 620 с.
4. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (ВМ-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.
5. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.
6. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплексно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.
7. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
8. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпромнефть».

Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

Полякова Н.С., Ваганов Л.А.

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

Особенностью нефтяных месторождений Западной Сибири является поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт. Для поддержания эффективности разработки объектов требуется своевременно определять проблемные участки для оптимизации системы заводнения, что, в свою очередь, зачастую требует оперативного решения таких сложных задач, как определение источника обводнения, а также формирование рекомендаций по оптимальному режиму работы нагнетательных скважин.

В данной работе сформулированы и подробно рассмотрены причины преждевременного прорыва воды в добывающие скважины на примере объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения. Для подтверждения прорывов закачиваемой сеноманской воды были использованы результаты шестикомпонентного анализа проб попутно-добываемой воды, а именно значения общей минерализации.

В целях предотвращения преждевременного обводнения и достижения оптимальной компенсации по добывающим скважинам разработан метод расчета необходимого объема закачки воды в зависимости от перераспределения закачки в окружающие скважины и их взаимного расположения. Данный алгоритм применим в условиях площадного размещения скважин. На основании предложенного алгоритма расчета приемистости нагнетательных скважин сформирована адресная программа ГТМ по оптимизации работы нагнетательного фонда объекта БВ₇.

В целях управления заводнением для своевременного определения рисков прорыва закачиваемой сеноманской воды в добывающие скважины в работе предлагается использование результатов шестикомпонентного анализа проб попутно-добываемой воды.

Целью данной работы является оценка эффективности системы заводнения объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения.

Задачи, решаемые в ходе исследования:

1. Выполнить анализ компенсации отборов закачкой по площади объекта.
2. Выполнить анализ влияния закачки на показатели работы добывающих скважин, определить случаи прорыва закачиваемой воды.
3. Установить источники обводнения добывающих скважин объекта с использованием результатов 6-компонентного анализа проб попутно-добываемой воды.

4. Разработать алгоритм расчета оптимальной величины приёмности нагнетательных скважин с учётом перераспределения закачки в окружающие скважины.

Объект БВ₇ является основным, определяющим добычу нефти на месторождении (на его долю приходится 98 % текущей добычи месторождения).

В настоящий момент объект находится на стадии растущей добычи нефти. Система разработки – обращенная семиточечная с расстоянием между скважинами 550 м. Отбор от НИЗ – 16,1 % при обводненности – 53,7%, текущие показатели свидетельствуют о том, что в разработку вовлечены не все запасы объекта, а активный ввод новых скважин сдерживает рост обводнённости в среднем по объекту.

На 01.10.2016 г. из 127 действующих скважин 39 ед. (30 %) работало с обводненностью более 70 %.

Причинами высокой входной обводненности или резкого ее увеличения в процессе эксплуатации послужили:

1. Прорывы закачиваемой воды от нагнетательных скважин.
2. Обводнение из вышележащего водонасыщенного пласта БВ₆ после проведения ГРП.
3. Выработка запасов добывающей скважиной.

Высокие показатели компенсации и обводненности по добывающим скважинам обусловлены значительным влиянием нагнетательных скважин.

Для определения источника обводнения проведен статистический анализ влияния изменения объемов закачки на технологические показатели работы добывающих скважин.

Сначала скважины были разбиты на пары добывающая-влияющая нагнетательная. Для формирования пар скважин типа – добывающая-влияющая нагнетательная построены диаграммы Вороного по скважинам, имеющим накопленную закачку, а также диаграммы Вороного по всему фонду объекта [1]. По результатам пересечения данных областей сформировались пары скважин.

Далее были выделены скважины с резким увеличением обводненности (более 20 %) в течение двух месяцев. По выделенным скважинам проведена оценка степени влияния изменения объема закачки соответствующей нагнетательной скважины на изменение технологических показателей работы добывающих скважин на дату резкого обводнения (более 20 %) и в течение 6 месяцев до и после скачка обводненности.

Для подтверждения источников обводнения были использованы лабораторные исследования попутно-добываемой воды с привязкой к промысловым исследованиям пластов.

Оценка химического состава воды заключается в определении общей минерализации, где обязательными для исследования являются шесть компонентов (3 – катионы, 3 – анионы). Дополнительно в рамках шестикомпонентного анализа воды определяют степень активности ионов водорода

(рН). На объекте с начала разработки была отобрана 331 проба попутно добываемой воды из 80 добывающих скважин и 15 водозаборных. Значение общей минерализации сеноманской воды составляет в среднем 20 г/л, в то время как пластовая вода объекта БВ₇ характеризуется высокими показателями минерализации от 25 – 30 г/л.

Регулирование энергетического состояния объекта предполагается путем достижения оптимальной компенсации по разработанному алгоритму расчета необходимой закачки в нагнетательные скважины. Данный алгоритм основан на взаимном расположении скважин и перераспределении закачки. Метод может быть использован при текущем мониторинге разработки месторождений, для формирования программы по оптимизации режима работы нагнетательных скважин. Основными преимуществами метода являются:

1. Выявление нагнетательных скважин, определяющих компенсацию отборов закачкой в конкретных добывающих скважинах;
2. Уменьшение обводнения продукции скважин, предупреждение ранних прорывов воды, выявление и устранение нерациональной закачки воды между нагнетательными и добывающими скважинами.

Библиографический список

1. Анкудинов А.А. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию / А.А. Анкудинов, Л.А. Ваганов, С.К. Сохошко // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 48-49.

Научный руководитель: Ваганов Л.А., канд. техн. наук, доцент.

Разрешительная документация на строительство на объектах нефтедобычи

Пономарёв Н.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В современном мире существует большое количество объектов промышленного строительства и одно из них – это нефтегазопромысловое строительство [1]. Как и любой строительный объект, оно имеет свои особенности и в строительстве, и в разработке разрешительной документации, которые необходимы на строительство объектов нефтедобычи [2].

Для получения разрешительных документов на строительство объектов нефтедобычи. Сначала разрабатываются проекты, содержание которых зависит от следующих факторов:

- Размеров месторождения;
- Объема запасов, которые планируется извлечь;

1. Качественных характеристик продукта, вязкости, обводненности и газовый фактор, а также наличие таких примесей, как парафин, сероводород, углекислота;

2. Коллекторских свойств месторождения (проницаемость, пористость).

Строительство нефтегазовых объектов и их проектирование имеют свои особенности, которые заключаются в труднодоступности объекта, в большинстве случаев, и разбросанностью данных объектов. В связи с этим требуется отвод земель соответствующей площади во временное либо постоянное пользование.

При возведении нефтегазопромысловых объектов не только происходит бурение скважин и их благоустройство, но и возводятся объекты для хранения добытого топлива, а также объекты на которых происходит подготовка к транспортировке по нефте- и газопроводам, межпромысловые и магистральные трубопроводы для транспортировки нефти, газа и продуктов их переработки. Стоит отметить, что межпромысловые трубопроводы связывают друг с другом различные месторождения или скважины, по таким трубопроводам добытые ресурсы идут до магистральных трубопроводов, и их длина достигает несколько сотен километров[3].

При строительстве нефтегазовых комплексов следует учитывать, что строительство объектов осуществляется одновременно с бурением площадок месторождения, что позволяет предприятию вести свою работу в обычном режиме [4].

Государственные учреждения, которые занимаются вопросом выдачи разрешительной документации на строительство организации на строительство объектов нефтедобычи на протяжении своей истории претерпевали значительные изменения и в названии, и в функциях структуры. Так, например. Центральная комиссия по разработке из Министерства нефтяной промышленности СССР (ЦКР МНП) стала Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра) Министерства природных ресурсов РФ (ЦКР Роснедра). За последние годы были образованы пять отделений Территориальных ЦКР, которые успешно включились в работу данной системы. На территориальные отделения возложены функции не только рассмотрения проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, но и право их принимать или отклонять. Данные изменения в ЦКР и сохранения своих полномочий на рассмотрение и утверждения проектных документов произошли благодаря активным действиям работников ЦКР во главе с Н.Н. Лисовским.

Стоит отметить, что главным образом. Благодаря работе ЦКР, значительно изменились научные подходы к проектированию и сами проектные документы, кроме того более активно стали внедряться новые технологии, такие как гидроразрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин и

др., также при проектировании стали использоваться программные продукты по трёхмерному геолого-гидродинамическому моделированию. Перед началом разработки проекта, который необходим для получения разрешения, необходимо изучить технические условия на проектируемый ГОСТ 2.11495 и регламенты НК, устанавливающие общие правила построения, изложения, оформления, согласования и утверждения технических условий на продукцию. Все эти нормативные документы следует использовать при проектировании [5].

Основные положения Технических условий (ТУ) гласят, что:

1. ТУ является техническим документом, который разрабатывается по решению разработчика (изготовителя) или по требованию заказчика (потребителя) продукции;

2. ТУ является неотъемлемой частью комплекта конструкторской или другой технической документации на продукцию, а при отсутствии документации должны содержать полный комплекс требований к продукции, ее изготовлению, контролю и приемке.

Следует отметить, что ТУ разрабатывают не только на одно конкретное изделие, материал, вещество, объект и т.д., но и на несколько конкретных изделий, материалов, веществ и т.п.

Главным и основным методическим документом при составлении проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений долгое с 2007 года считается «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», которые утверждены приказом МПР № 61 от 21.03.2007 г., с этого времени «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», действующий долгое время основным регламентирующим документом, прекратил свое действие.

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений утвердили новые требования к проектным документам, которые заделали такие аспекты как их перечень и содержание, а также порядок их действия, что привело к изменению условий недропользования. При проектировании сложных проектов, стоит учитывать, что новые методические рекомендации не освежают ответы вопросы, которые возникают при разработке непростых, более глубоких проектов по геологическому строению месторождений. Подобная проектная документация требует обсуждения и реализации в регламентных документах и стандартах.

Система проектных документов, которая сейчас существует, является наиболее приспособленной к реальным условиям, это объясняется тем, что при ее утверждении были приняты во внимания многолетний опыт в данной области. Отдельный действующий разрабатываемый проект на данный объект нефтедобычи, выполняется на определенной стадии изученности месторождения: кроме того, проектные документы соответствуют определенным требова-

ниям. Приведение количества проектных документов к двум усложнит составление проектной документации для месторождений, находящихся в начальной стадии разработки, требующих доизучения, и никаким образом не уменьшит, а, скорее, увеличит количество составляемых проектных документов.

Кроме того, в соответствии с Федеральным законом от 31.12.2014 ода №533-ФЗ «О Федерации» на объекты строительства и реконструкции буровых скважин процедура экспертизы проектов и выдача разрешений отменена.

Существует, так называемый облегченный порядок бурения скважин, который утвержден градостроительным кодексом РФ (ГК РФ). Данный порядок позволяет начать строительство нефтегазовых комплексов при наличии утвержденного технического проекта разработки месторождений полезных ископаемых. А также при наличии утвержденного технического проекты разработки месторождений полезных ископаемых, а также, при наличии иной проектной документации на выполнение работ, которые связаны с использованием недр, т.е. недропользованием[6].

Комплексный проект разработки документации на месторождения каждой отдельной скважины вызывает затруднение при согласовании.

Предполагается, что данное нововведение позволит сократить срок ввод скважин в эксплуатацию и в конечном счете позитивно повлияет на объемы добычи углеводородного сырья. Кроме того, стоит упомянуть, что процедура выдачи и получения разрешения и процесс экспертизы проекта отнимали у людей, занимающихся бизнесом не только все свободное время, но и их значительные капиталовложения, ведь разработка подобного рода проектной документации оценивается разработчиками достаточно дорого[7].

Библиографический список

1. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.
2. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.
3. Сутормин С.Е. Новый этап проектирования нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс] / С.Е. Сутормин // Neftegaz.RU.-2000–2017. Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/848-Novuj-etap-proektirovaniya-neftyanyh-i-gazoneftyanyh-mestorozhdeniy>
4. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
5. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

6. Гребнев В.Д., Мартюшев Д.А., Хижняк Г.П.: Строительство нефтегазопромысловых объектов. Учебное пособие. Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. Пермь, 2012. - 115 с.

7. На строительство буровых скважин больше не нужно получать разрешение [Электронный ресурс] // Гарант.ру. -2015. Режим доступа: <http://www.garant.ru/news/592705/>

Научный руководитель: Сайфутдинов М. И., к.т.н., лидер функции капитальное строительство ПАО «Газпром нефть», заместитель генерального директора по капитальному строительству ООО «Газпромнефть-Развитие».

Строительство оснований площадок кустов скважин на многолетнемерзлых грунтах

Пономарёва Т.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительство кустовых площадок для нефтедобывающих предприятий представляет собой работы, связанные с подготовкой территории для размещения групп скважин, технологического оборудования, шламовых амбаров, производственных, служебных, бытовых построек. Начальным и основным этапом в строительстве кустовых площадок на многолетнемерзлых грунтах создание качественного основания.

Северные районы обладают особенностями, которые затрудняют разработку и строительство кустовых площадок, влекут за собой значительные объемы капитальных вложений и их рост, что заставляет разрабатывать такие технические решения, которые учитывали бы особенности регионов, гарантировали надежность эксплуатации объектов и сохранность окружающей среды, но при этом обеспечивали бы значительное снижение стоимости и трудоемкости строительно-монтажных работ, уменьшение сроков строительства.

Территория, находящаяся на многолетнемерзлых грунтах, находится в мерзлом состоянии длительное время, поэтому требует выполнение специальных строительных норм и применение особых технологий [1]. Наличие льдо-цементных связей в многолетнемерзлых грунтах являются прочными природными образованиями, однако при оттаивании порового льда по мере застройки территорий структурные льдо-цементные связи лавинно разрушаются, грунт переувлажняется талой водой и превращается в разжиженную массу, не способную обеспечить гео-стойкость построенных сооружений. Возведение фундаментов на многолетнемерзлых грунтах необходимо проектировать на основе результатов инженерно-геокриологических (инженерно-геологических, мерзлотных и гидрогеологических) изысканий

и исследований, выполненных в соответствии со СНиП, гос стандартов и иных нормативных документов по инженерным изысканиям [1].

В проектировании фундаментов на многолетнемерзлых грунтах используют два принципа:

1) Грунты – основания используют в мёрзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течении всего заданного периода эксплуатации сооружения [1];

2) Грунты - основания используют в оттаивающем (в период эксплуатации сооружения) или в оттаявшем (до начала возведения сооружения) состоянии [1].

Обычно строительство осуществляется с частичным оттаиванием грунтов основания, ограниченного конструктивными мероприятиями:

- высота отсыпки;
- теплоизоляционные материалы;
- использование термостабилизаторов.

Выполняются расчёты несущей способности фундаментов, так и деформации. Расчёты строятся на определении механических и деформационных характеристик многолетнемерзлых грунтов.

Применение таких технологий при строительстве оснований для кустовых площадок позволяет поддерживать необходимую температуру грунтов основания. Сокращает затраты на все последующих этапах и позволяет сэкономить стоимость строительства, за счет увеличения несущей способности и вдвое ускорить процесс ввода объекта в эксплуатацию.

Библиографический список

1. Строительные нормы и правила: СНиП 2.02.04 – 88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2005. – 52 с.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В., доцент базовой кафедры «Газпром нефть».

Применение оптико-волоконных систем для контроля разработки месторождения

Порфирьев А.А., Матковский А.А.

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

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», основой контроля разработки продуктивного пласта является проведение промыслово-геофизических исследований по определению профиля притока и профиля

поглощения. Исследования в добывающих скважинах проводятся в основном при компрессировании скважин. Проведение исследований требует остановки скважин и специальной подготовки скважины к исследованию. Динамика измеряемых параметров в процессе исследования обуславливает сложности проведения и обработки стандартных методов промыслово-геофизических исследований скважин.

Использование глубинных стационарных измерительных систем, передающих данные в режиме реального времени, позволяет осуществлять непрерывный контроль параметров работы скважин, без остановки скважин и дополнительных подготовительных работ. Данные системы являются ключом к контролю и оперативному управлению разработкой. Внедрение стационарного мониторинга разработки существенно увеличивает длительность наблюдения за объектом.

Оборудование добывающих и нагнетательных скважин ОВС позволяет осуществлять мониторинг температурного профиля по стволу скважины в режиме реального времени, что дает предпосылки к исключению проведения стандартных ПГИ по определению профиля поглощения и профиля притока. Кроме того, система ОВС позволяет осуществлять регистрацию давления с помощью точечных датчиков.

Волоконно-оптическими измерениями мы называем измерения, в которых оптическое волокно является одновременно как чувствительным элементом, так и средой для доставки первичного измеренного параметра к измерительному преобразователю.

Принцип работы оптоволоконного датчика заключается в том, что физические воздействия на оптоволокно, такие как: температура, давление, сила натяжения - локально изменяют характеристики пропускания света и как следствие, приводят к изменению характеристик сигнала обратного отражения. В основе измерительных систем на основе оптоволоконных датчиков используется сравнение спектров и интенсивностей исходного лазерного излучения и излучения, рассеянного в обратном направлении, после прохождения по оптоволокну.

Оптические волокна изготовлены из легированного кварцевого стекла. Температурные воздействия инициируют вибрации в молекулярной решетке. Когда свет попадает на термически возбужденные молекулы, происходит взаимодействие между световыми частицами (фотонами) и электронами. Таким образом, в оптическом волокне происходит световое рассеяние, так же известное, как Рамановское рассеяние.

Принципом работы датчика является то, что интенсивность Стоксовой Рамановской компоненты рассеянного излучения практически не зависит от температуры, а интенсивность Антистоксовой линии сильно связана с температурой. Это позволяет, определяя отношение интенсивности Антистоксовой линии и Стоксовой линии, определять значение температуры.

Особенностями волоконно-оптических скважинных систем являются:

- измерение теплового поля одновременно по всей длине ствола скважины в режиме реального времени без перемещения датчика;
- измерение давления в скважине в одной или нескольких точках;
- высокая надежность и длительный срок работы системы вследствие отсутствия в скважине сложных электронных и механических устройств и электрического канала связи;
- высокая стабильность и помехозащищенность распределенного датчика, обеспечивающие работу системы термометрии в течение межремонтного периода или жизни скважины;
- возможность исследования и мониторинга работы скважин со сложной схемой заканчивания, конструкция которых не позволяет размещать в стволе традиционные приборы ГИС, включая горизонтальные дополнительные стволы, многоствольные скважины, интеллектуальные скважины с размещением в стволе управляемого оборудования и управляющих устройств.

Необходимо понимать, что температура, измеренная с помощью оптоволоконной системы, в силу своей физической природы измерения представляет собой статистическую величину, которая является средней величиной на отрезке кабеля усредняемая за определенный интервал времени. И соответственно точность показаний зависит от времени накопления сигнала и пространственного разрешения.

В виде опытно-промышленных работ на Тевлинско-Русскинском месторождении в 2013-2014 году было оснащено 13 нагнетательных и 12 добывающих скважин оптоволоконными системами.

При эксплуатации ОВС пришлось уделять дополнительное внимание следующим проблемам:

- обеспечению привязки термограмм по глубине;
- обеспечению привязки к истинному значению температуры;
- выбору оптимального времени регистрации (накопления сигнала).

Первые две проблемы решались путем установки реперных точек (точечных датчиков температуры) или проведением ПГИ.

По третьему пункту пришлось уделять особое внимание регистраторам и программному оснащению. Современное оборудование позволяет произвольно устанавливать время усреднения и фиксировать температурное поле непрерывно.

В качестве примера использования ОВС рассмотрим исследование нагнетательной скважины. В нагнетательной скважине температурные аномалии искажены закачкой жидкости, поэтому для детализации технического состояния скважины и работающих интервалов, было принято решение о проведении исследования путем остановки скважины и мониторингом данных ОВС.

По результатам анализа данных за первые сутки остановки отмечается рост температуры на забое скважины интенсивностью более 2,5 °С в сутки. По результатам суток остановки были выданы рекомендации о дальнейшем простое скважины до получения более стабильной температуры на забое.

По результатам анализа данных за вторые сутки остановки было установлено, что через 36 часов температура стабилизировалась (рост менее 1°С в сутки) и на графике изменения температуры, на забое скважины, начинают фиксироваться суточные колебания температуры на земной поверхности. На основании этого было принято решение о пуске скважины в работу.

После остановки закачки в скважине происходит восстановление температуры к геотермической, по скорости восстановления можно делать выводы о работающих интервалах скважины. Основное восстановление температуры в стволе скважины происходит в первые 6 часов остановки и через 36 часов практически прекращается.

В интервале перфорации так же происходит восстановление температуры, но ввиду активного поглощения закачиваемой холодной жидкости восстановление температуры происходит значительно медленнее. По скорости восстановления температуры в интервале перфорации возможно выделение работающих интервалов.

После запуска скважины температура быстро, за 3-4 часа, восстанавливается к температуре в работающей скважине. В скважине после запуска так же возможно выделить работающие интервалы по аномалиям охлаждения.

Выводы:

- Проведение исследований в нагнетательных скважинах, оборудованных ОВС путем остановки скважины и последующим ее запуском позволяет оценить техническое состояние скважины и определить на качественном уровне работающие интервалы пласта;
- точность выделения работающих интервалов несколько ниже, чем при стандартных исследованиях ПГИ. Связанно это с точностью привязки по глубине, на порядок большим шагом квантования по глубине термограмм, зарегистрированных с помощью ОВС. Кроме того, при стандартных исследованиях применяется значительно более широкий комплекс методов;
- скорость процессов, происходящих в период остановки и запуска скважины достаточно высокая, поэтому необходимо применять регистраторы и программное обеспечение способное обрабатывать весь временной диапазон измерения. Современное оборудование позволяет произвольно устанавливать время усреднения и фиксировать температурное поле непрерывно;
- для определения профиля приемистости необходима разработка методики интерпретации или использование специализированного программного продукта, в связи с чем, в компании принято решение о разработки методики количественной обработки и интерпретации данных, получаемых со скважин, оснащенных оптоволоконными системами.

Концепция обустройства нефтегазового месторождения Каламкас-море с применением искусственного острова П-образной формы

Потысьев Е.А., Касимов Р.Б.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Цель данной работы – рассмотрение концепции обустройства нефтегазового месторождения с применением искусственного острова П-образной формы. Предмет исследования – нефтегазовое месторождение Каламкас-море в казахстанском секторе Каспийского моря.

Для достижения поставленной цели были решены следующие основные задачи: ознакомление с районом проведения работ; анализ природно-климатических условий Северного Каспия; рассмотрение существующего мирового опыта применения искусственных островов, используемых для освоения морских нефтегазовых месторождений со схожими (наличие мелководья и льдов) и более суровыми природно-климатическими характеристиками, в том числе обустройство месторождений в арктических районах (канадский шельф, море Бофорта).

Месторождение Каламкас-море расположено на небольших глубинах (от 6 до 9 м) в акватории Каспийского моря, приблизительно в 130 км к юго-западу от месторождения Кашаган. Ближайшим участком суши является полуостров Бузачи, расположенный в 60 км в юго-восточном направлении. В 100-120 км к юго-западу от месторождения находится порт Баутино Мангистауской области. В этой области присутствуют все виды транспортных коммуникаций: автомобильный, железнодорожный, морской, воздушный, трубопроводный, позволяющих бесперебойно поставлять в регион поток необходимой импортной продукции и осуществлять экспорт собственной.

При выполнении анализа природно-климатических условий Северного Каспия были рассмотрены опасные гидрометеорологические явления, к которым относятся: сильные ветры, ураганы, штормы, обледенении судов, сильное волнение, ледовые явления.

Концепция основывается на использовании искусственного острова, оконтуренного сборными железобетонными кессонами. Тело острова представляет собой отсыпку известняковой породы (поблизости уже имеются разрабатываемые карьеры, специально оборудованный порт отгрузки и флот для перевозки сыпучих материалов). Подтверждением того, что конструкция с кессонами может выдерживать суровые природно-климатические условия, является применение их на канадском шельфе в море Бофорта [1].

Кессон представляет собой плавучую железобетонную конструкцию. Кессоны изготавливаются на производственной площадке, расположенной на суше, и буксируются к месту строительства острова, где притапливаются и устанавливаются на специально устроенное искусственное основание на

морском дне – постель [2]. В установленные кессоны будет засыпаться известняк. Для укладки песчано-гравийной постели, засыпки тела искусственного острова, доставки и монтажа блок-модулей и оборудования предполагается привлечь имеющийся специальный флот, который ранее использовался при возведении искусственных островов на месторождении Кашаган.

Предлагается применение искусственного острова П-образной формы. Аналогичная форма используется на месторождении «Миттельплате», расположенного на мелководье Северного моря (Германия) [3]. Многолетний опыт безаварийной эксплуатации (более 25 лет) на «Миттельплате» выявил ключевое преимущество П-образной формы – наличие защищенной гавани, которая: обеспечивает безопасность локализованных морских операций по перемещению материалов, химикатов, топлива, оборудования, персонала; способствует ограждению, локализации и сбору небольших разливов нефти, а также более быстрому реагированию в случае утечек; ограничивает площадь экологического воздействия; повышает устойчивость судов в результате статической швартовки.

Предлагаемый искусственный остров условно разделен на 3 участка (А, В, С), которые планируется построить в 2 этапа (каждый этап – один период навигации). На рисунке 1 изображен общий вид искусственного острова с расположением всех необходимых комплексов.

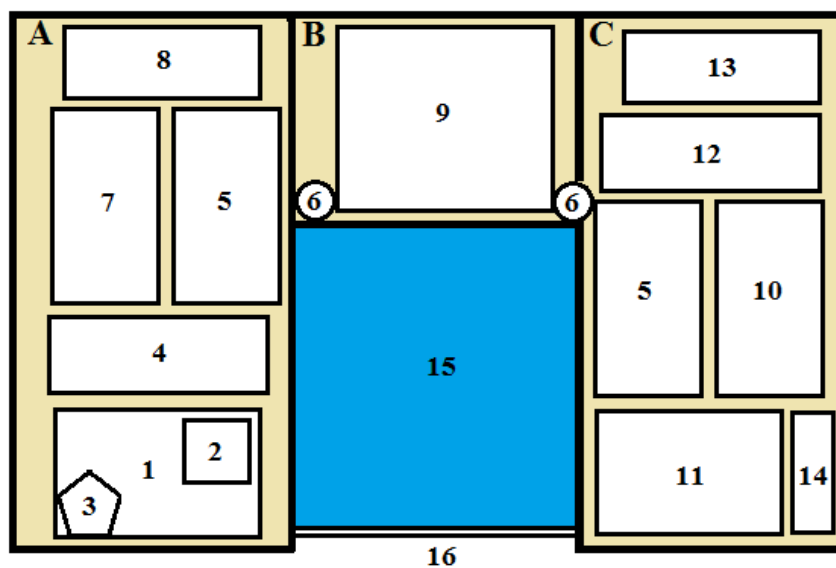


Рисунок 1. Общий вид искусственного острова

На первом этапе возводятся участки А и В. Далее монтируют: жилой комплекс 1 с вертолетной площадкой 3; центр контроля и управления морскими и технологическими операциями 2; вспомогательный комплекс 4 (дизельная электростанция, котельная и другое оборудование, необходимое на первоначальном этапе возведения острова); складские помещения 5; кран электрогидравлический для разгрузки и загрузки судов-снаб-

женцев 6; котельную 8, буровой комплекс 9, часть причального оборудования гавани 15. После этого проводятся пуско-наладочные работы бурового комплекса и вспомогательных систем, завозятся необходимые материалы и химические реагенты для строительства скважин, начинается бурение первых скважин.

На втором этапе возводится участок С, а также монтируется энергетический комплекс 7 на участке А. На участке С производится монтаж: технологических комплексов подготовки нефти 10 и подготовки газа 11; технологического комплекса подготовки пластовой воды 12; насосного блока системы поддержания пластового давления 13; факельной стрелы 14; дооборудование гавани 15; защитных ворот 16. Далее проводятся пуско-наладочные работы технологического и энергетических комплексов, завозятся необходимые материалы и химические реагенты для подготовки скважинной продукции до товарных кондиций, а также для строительства скважин; продолжается бурение скважин; начинается отгрузка первой продукции на берег посредством трубопроводного транспорта.

По завершению бурения скважин буровой комплекс демонтируется, а на его место устанавливается технологический комплекс подготовки морской воды и дополнительная линия насосного блока системы поддержания пластового давления.

Искусственный остров на месторождении Каламкас-море может стать ключевым объектом при комплексном обустройстве и освоении других перспективных месторождений (Хазар, Ауэзов, Сатпаев, Абай, Исатай), расположенных в радиусе 50 км от предполагаемого места возведения острова.

Комплексный метод, который предусматривает обустройство групп месторождений, позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты на освоение морских нефтегазовых месторождений [4].

Библиографический список

1. G.W. Timco and R. Frederking. 2009. Overview of Historical Canadian Beaufort Sea Information. Technical Report СНС-TR-057Ottawa, Ont., Canada, pp 25-33.

2. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела – В 2 т. – Т. 2: Морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения – объекты обустройства морских месторождений. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 286 с.

3. History of Mittelplate oil production [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.mittelplate.de/en/mittelplate-island/history>

4. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела – В 2 т. – Т.1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 272 с.

Научный руководитель: Мирзоев Д.А., д-р техн. наук, профессор.

Управление инвестиционным проектом строительства на примере обустройство Новопортовского месторождения. Центральный пункт сбора нефти (ЦПС)

Рощупкин С.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Использование нефти человеком началось приблизительно 6000 – 8000 лет назад [1], но, несмотря на столь длительный промежуток времени, зависимость человечества от данного ресурса со временем только увеличилась и достигла апогея в XX – XXI веках. Нефть стала одним из наиболее важных полезных ископаемых для всего мира и жизненно необходимых для отдельных стран. Например, для России она является главной статьёй экспорта.

По итогам 2016 г. Россия заняла первое место в мире по объёму добычи нефти, опередив Саудовскую Аравию и США [2]. В общей сложности в 2016 г. Россия поставила за границу 254 млн. 767,4 тыс. тонн нефти на \$74 млрд. и 198,7 млрд м³ газа на \$31,3 млрд. [3]. Нефтегазовые доходы составляют значительную часть ВВП России и основную доходную часть федерального бюджета (52 % в 2014 г.), вследствие чего изменение цен на нефть оказывает значительное воздействие, как на российский бюджет, так и на экономику в целом [4].

На рисунке 1 представлена динамика цен на нефть в период с 1861 года по 2011, исходя, из которого можно сделать вывод о нестабильной и постоянно меняющейся ситуации на нефтяном рынке.

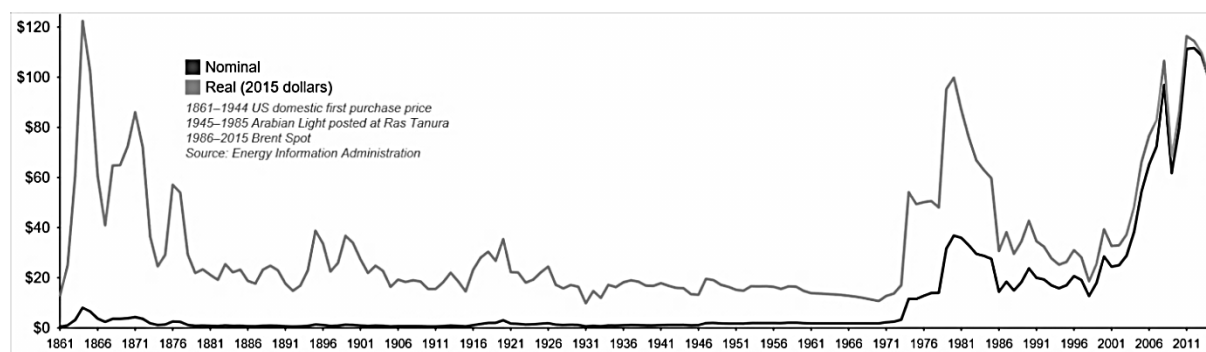


Рисунок 1. Ориентировочный уровень цен на нефть

Нижняя кривая – номинальная цена в долларах США; верхняя – в долларах 2015 года [5]

Всё вышеуказанное подчёркивает неубывающую важность нефтедобывающей отрасли в нашей стране и необходимость продолжения её совершенствования и модернизации. Этому в частности может способствовать оптимизация проектных решений, приводящая к увеличению эффективности – уменьшению срока производства работ, снижению затрат на материалы и оборудование, совершенствованию технологии выполнения строительно-монтажных работ и т.д.

Развитие нефтегазодобывающей отрасли без применения новых технологий, внедрения продвинутых методов организации производства, применения современного оборудования не может быть достаточно эффективным без использования теории управления инвестиционно-строительными проектами. Строительство является первой отраслью, в которой стали использовать положения теории управления проектами, а также объектом внедрения новых методик и инструментов управления проектами.

Повышение эффективности управления инвестиционным и строительным процессами является предметом исследования учёных уже долгие годы. Решение данных проблем очень значимо для всей отрасли [7]. Критическим фактором является время, так как сроки реализации инвестиционно-строительного проекта влияют на конечный финансовый результат. Процесс строительства осложнён тем, что поставка всех необходимых материалов, оборудования и других составляющих объекта осуществляется разными поставщиками. Характеристики объекта, участники и условия строительства, а также множество других факторов являются неповторимыми [8]. Таким образом, при реализации инвестиционно-строительного проекта у проектировщиков и других специалистов меньше возможностей использования опыта реализации прошлых проектов, чем в других отраслях народного хозяйства [6].

Одной из целей осуществления управления проектами является оптимизация проектной и рабочей документации на строительство [10]. Это достигается посредством проверки и, при необходимости, пересмотра принятых проектных решений, а именно – сроков производства работ, численности рабочих, сменности, типа и количества техники, используемых материалов и др. Это в конечном счёте может привести к снижению общей стоимости строительных и монтажных работ и корректировке их объёмов, уменьшению затрат на используемые материалы и оптимизации сроков, за которые требуется выполнить все необходимые работы.

Тема сооружения напорных магистральных нефтепроводов, как уже было показано выше, по сей день остаётся актуальной ввиду неснижающихся как общемировых, так и российских показателей добычи нефти, наличия осваиваемых месторождений, а в большинстве случаев является необходимым и единственным рациональным решением вследствие нецелесообразности осуществления транспортировки продукта иными методами.

Библиографический список

1. Султанов, С.А. Нефть – чудо природы. Казань: Татар. кн. изд-во, 1987. – 5 с.
2. <http://www.interfax.ru/business/550675>.
3. <http://www.vestifinance.ru/articles/81070>.
4. http://www.bbc.com/russian/russia/2015/01/150113_rus_press.
5. https://ru.wikipedia.org/wiki/Цены_на_нефть.

6. Заренков, Вячеслав Адамович. Управление проектами. Санкт-Петербург: АСВ, 2006. – 143, 201 с.

7. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

8. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

9. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

10. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

Научный руководитель: Набоков А.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть».

К вопросу комплектно-блочного строительства на объектах нефтедобычи

Абдразакова Л.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с расширением добычи нефти возрастают объемы строительства не только линейных, но и наземных объектов, таких как насосные и компрессорные станции, станции подземного хранения, установки комплексной подготовки нефти и др. В настоящее время наиболее актуальным является комплектно-блочный метод строительства. Такое строительство незаменимо при обустройстве нефтяных месторождений районов крайнего севера, где сложные климатические и геологические условия и удаленность от главных центров потребления этих видов сырья и топлива, затрудняет производство строительно-монтажных работ.

Комплектно-блочный метод строительства впервые был применен в 60-х годах в Татарской АССР для сооружения небольших дожимных насосных станций на нефтепромыслах. Вместо производства всех строительно-монтажных работ по возведению дожимных насосных станций, размещаемых на значительном расстоянии, на монтажной площадке выполняли только основание под ДНС и работы по установке оборудования, смонтированного в блок. Такие блоки стали изготавливать в заводских условиях и доставлять на строительную площадку.

На нефтяных месторождениях севера Тюменской области комплектно-блочный метод строительства впервые был применен в конце шестидесятых годов. Такой метод позволил сократить сроки добычи нефти в тяжелых природных условиях Западной Сибири.

Комплектно-блочный метод строительства – это комплекс организационных, технических и экономических решений, направленных на сокращение длительности инвестиционных процессов, уменьшение стоимости единицы мощности создаваемых основных фондов, снижение общих затрат труда, в том числе живого на монтажных площадках.

Комплектно-блочный метод базируется на следующих технологических принципах:

- преобразование промышленных объектов в комплекты удобо-транспортируемых строительно-технологических блоков с оборудованием и комплекты легкоборных конструкций тех частей объекта, которые из-за транспортных ограничений нельзя превратить в пространственные блоки;

- объединение организационно-управленческих структур путем создания промышленно-строительных комплексов, работающих на едином строительном балансе;

- объединение потоков материально-технических ресурсов посредством системы предприятий-поставщиков, предприятий-заказчиков и комплектно-блочных заводов, осуществляющих поставку на объект комплектно-блочных устройств, оборудования и сборных материалов.

Комплектно-блочный метод строительства заключается в организации сооружения объектов из изделий высокой степени заводской готовности в виде блочно-комплектных устройств, доставляемых на объект с помощью транспорта: железнодорожного, автомобильного, водного или авиационного.

Комплектно-блочное строительство позволяет перенести большую часть объема строительно-монтажных работ в заводские условия. Все оборудование поставляется в виде блочно-комплектных устройств.

Блочно-комплектное устройство (БКУ) - это законченное заводским изготовлением сооружение, выполняющее самостоятельный функциональный процесс и поставляемое на монтажную площадку.

Преимущества комплектно-блочного строительства:

- уменьшение сроков строительства наземных объектов в 3-5 раза в сравнении с традиционным строительством в связи с тем, что до 90-95% СМР выполняются в заводских условиях;

- снижение трудоемкости монтажа объектов, что позволяет уменьшить число работников на монтажной площадке;

- сравнительно высокое качество строительства объектов, так как основной объем работ выполняется в заводских условиях, где возможны более высокий уровень механизации, энерговооруженности, гарантией сокращения простоев из-за неблагоприятных климатических условий;

- снижение материалоемкости объектов в блочном исполнении на 10-15% благодаря более компактному исполнению объектов;
- возможность широкого применения вахтового и экспедиционно-вахтового методов строительства, что позволяет не возводить рабочих поселков и сократить затраты на их строительство.

Однако при комплектно-блочном строительстве возрастает роль транспортных и погрузочно-разгрузочных работ по доставке блоков, так как их необходимо доставлять без повреждений по бездорожью.

Библиографический список

1. Фетисова М. А., Евстратов С. С. Преимущества применения комплексно-блочного метода при возведении сельскохозяйственных объектов // Молодой ученый. — 2015. — №8. — С. 322-324.
2. Расторгуев Г.А. Сооружение газопромысловых объектов в комплектно-блочном исполнении/ Г.А. Расторгуев. - М.: Недра, 1989. - 130 с.
3. ЦНИИОМТП Методические рекомендации по комплектно-блочному строительству объектов – М. – 1987.
4. Субботин Г.Е. Экономика комплектно-блочного строительства нефтегазовых объектов/ Г.Е. Субботин. – М.: Недра, 1990. – 167 с.

Научный руководитель: Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доцент

К вопросу блочно-модульного строительства

Калугин Е.В, Огороднова Ю.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время в каждом регионе нашей страны осуществляется строительство, как промышленных объектов, так и жилых, общественных зданий и сооружений. На каждом строительном объекте размещены временные здания и сооружения, которые необходимы для размещения, как административного, так и рабочего персонала, организации осуществляющей строительство. Наиболее популярным методом строительства временных зданий и сооружений является блочно-модульное строительство.

Модульными зданиями называют здания, состоящие из модулей заводского изготовления, собираемые из одного и более модульных блоков (блок-контейнеров) [1]. Здания данного типа могут устанавливаться без фундаментов, легко демонтироваться и перевозиться на другой объект и имеют все необходимые системы коммуникаций, этажность таких объектов, как правило, до трех этажей. Основой такого здания является блок-контейнер стандартных размеров, из оцинкованного металлического каркаса.

Стены изготавливаются с учетом предстоящих условий эксплуатации, как из металлического профилированного листа с утеплителем, так и сэндвич панелей.

Строительство модульных зданий обладает рядом преимуществ:

1. Небольшой срок доставки и достаточно легкий способ установки;
2. Более низкая стоимость строительства
3. Многофункциональность назначения блоков;
4. Быстрота возведения;
5. Возможность многократной сборки-разборки при смене местоположения объекта и т.д;

Чаще всего модульные здания в гражданском строительстве используются при возведении следующих объектов:

1. Посты охраны;
2. Административные здания;
3. Выставочные павильоны;
4. Пункты питания и т.д;

Широкое распространение блочно-модульное строительство получило в нефтяной отрасли. В блочном исполнении возводят практически все вахтовые городки, штабы строительства, административно бытовые корпуса (АБК) расположенные на объекте. Так же в блочно-модульном исполнении изготавливается, крупноблочное оборудование, широко применяемое в нефтяной отрасли [2]. К ним относятся:

1. АГЗУ – автоматизированные групповые замерные установки, общий вид которой показан на рисунке 1;
2. БГ- блоки гребенки;
3. БДР- блок дозирования реагента;
4. Блок одоризации СУГ (сжиженных углеводородных газов);
5. Блоки запорной (БЗА), переключающей (БПА) и отключающей (БОА) арматуры.

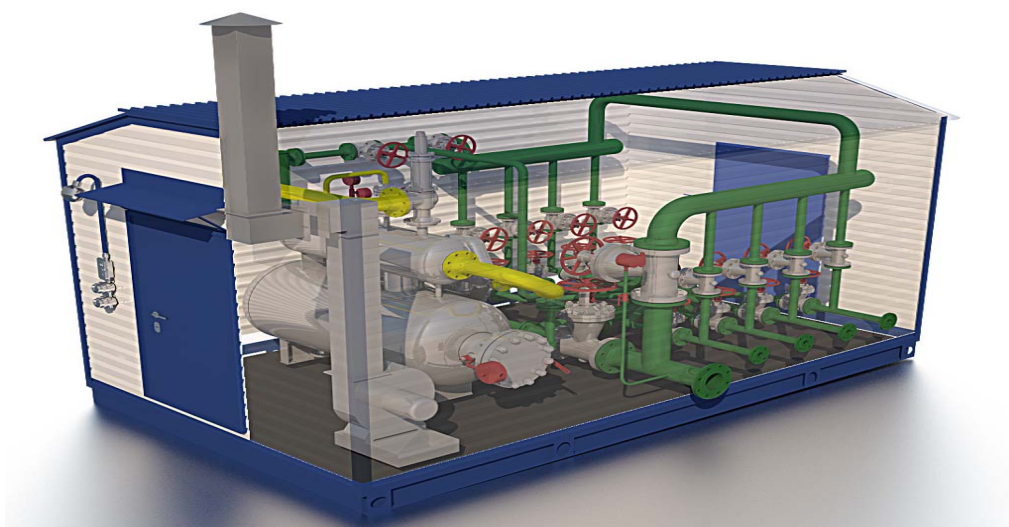


Рисунок 1. АГЗУ

Все выше перечисленное крупноблочное оборудование изготавливается индивидуально для каждого объекта в зависимости от климатических условий, ожидаемых показателей месторождения и поставляется в уже готовом для установки виде [3]. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность объектов [4].

Резюмируя все выше перечисленное, можно сказать, что блочно-модульное строительство является отличным, экономически выгодным видом строительства, с широким выбором назначения зданий от закусочной до промышленного, крупноблочного оборудования, по сравнению с капитальным строительством. Но все же стоит отметить, что данные сооружения менее долговечны, прочны и эстетически проигрывают капитальным зданиям.

Библиографический список

1. Асаул А. Н., Казаков Ю. Н., Быков В. Л., Князев И. П., Ерофеев. Теория и практика использования быстровозводимых зданий – Санкт-Петербург, «Гуманистика», 2004 – 472 с.

2. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

3. Васильев А. И. О состоянии проектирования и производства мобильных зданий и сооружений // Материалы научно-практической конференции «Постсоветское градостроительство». / Госстрой России ГУП НИИП Градостроительства. СПб, 2001. – 207с.

4. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии – 2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). – Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В. канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Использование винтовых свай при строительстве на объектах нефтегазодобычи

Полозов И. Д., Набоков А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

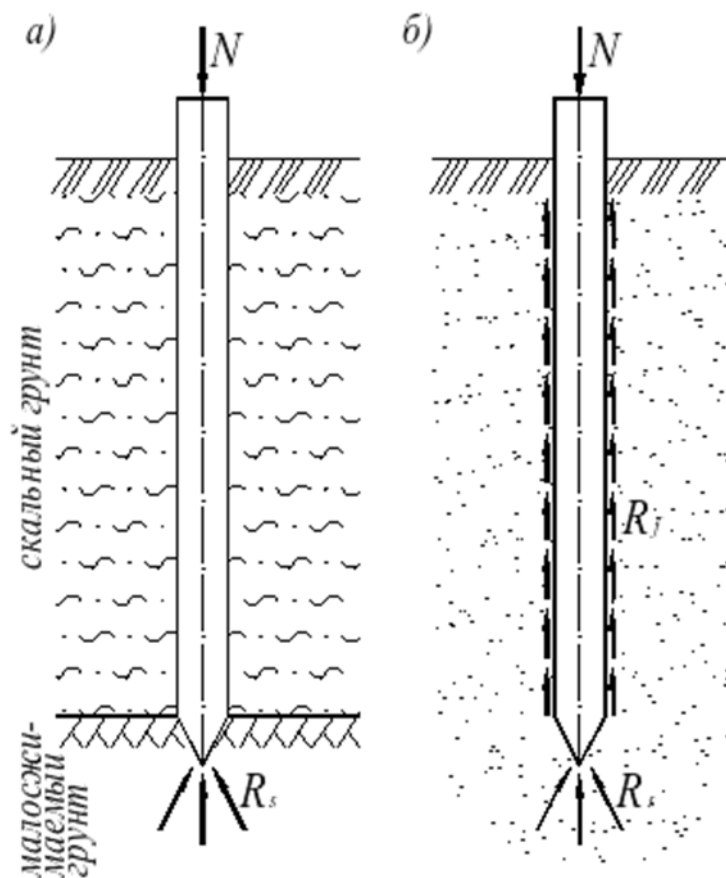
Добыча углеводородов является одной из ключевых отраслей Российской Федерации. В настоящее время при проектировании конструкции зданий и сооружений на месторождениях, преимущественно расположенных в

районах крайнего севера, не обращается должного внимания на оценку затрат, что приводит к завышенной стоимости строительства. Как известно, при строительстве зданий самой важной и дорогостоящей частью является фундамент. Этот элемент обеспечивает передачу нагрузки от надземных частей сооружения на основание. Его преждевременное разрушение, в силу тех или иных причин, может привести к аварии, следствием которой станут не только экономические потери, но и человеческие жертвы, нанесение существенного ущерба окружающей среде. Авария на месторождении может привести к полной остановке или снижению темпов добычи, поэтому фундамент должен обладать:

- Прочностью;
- Устойчивостью;
- Долговечностью;
- Экономичностью;
- Быстротой создания;

Поиск оптимальных решений в области применения не традиционных строительных материалов позволили бы значительно сократить расходы, тем самым повысить экономическую выгоду не в ущерб качеству производства СМР [4].

Месторождения, располагающиеся на севере, где преобладают болотистые и вечномёрзлые грунты [5].



На таком основании строительство фундаментов под сооружения очень осложнены. Для увеличения несущей способности основания и экономии финансов, в большинстве случаев применяют свайные фундаменты.

По способу передачи нагрузки:

- Свай-стойки;
- Висячие;

Применяемые сваи могут отличаться материалом:

- Деревянные;
- Железобетон;
- Стальные;

Деревянные сваи не отличаются высокой долговечностью. Во влажном грунте древесина подвержена гниению, а так как добыча на месторождении рассчитана на долгое время, деревянные сваи могут применяться только для временных зданиях и зданиях с низшей степенью ответственности.

Железобетонные сваи по возможности стараются не использовать, так как месторождения находятся вдали от населенных пунктов и не имеют возможности быстрой и качественной доставки требуемых материалов и конструкций. Доставка производится по временным дорогам и зимникам, которые не имеют ровной поверхности. С этим связана сложность доставки железобетонные элементов на площадку. Во время транспортировки, элементы получают повреждения от вибраций машин и физических воздействий от соседних элементов.

Чаще всего на месторождениях используют стальные сваи. Чаще всего в виде трубчатого сечения, реже в виде прокатных профилей. По способу погружения в грунт отличаются:

- Забивные сваи
- Погружаемые вибрирование;
- Вдавливаемые;
- Ввинчиваемые;

Применение винтовых свай при устройстве фундаментов под промышленные объекты имеет ряд преимуществ:

- высоких прочностных и нагрузочных параметров;
- высокой надежности и безопасности;
- ускоренной установки фундамента (объект может быть готов к сдаче на 15-30% быстрее, чем при других вариантах);
- возможности их монтажа на грунтах особой сложности (отличающихся сыпучестью, заболоченностью, обводненностью, склонностью к повышенному пучению при низких температурах и т.д.), то есть, практически, в любых грунтах, в которых допускается завинчивание;
- высокой долговечности и ремонтпригодности, а также возможности повторного использования изделий;

- высокой антикоррозийной (после соответствующей обработки) и сейсмоустойчивости;
- уменьшения трудозатрат, благодаря возможности исключения земляных работ или, по крайней мере, их минимизации;
- возможности проведения работ при любой погоде и невзирая на время года;
- высокой экологичности проведения работ, минимизации нанесения ущерба окружающей среде;
- значительной экономии средств, по сравнению с выделяемыми на возведение фундамента по традиционной технологии.

Наверное, самым важным преимуществом является то, что почти сразу после монтажа сваи готовы нести полную нагрузку, в отличие от других свай, которым требуется время на релаксацию. Этим может быть сокращен срок возведения зданий и сооружений, а по необходимости здание может быть полностью демонтировано, сваи извлечены из грунта и все перенесено на другую территорию. Также нужно не забывать, что качественно составленная проектно-сметная документация напрямую влияет на эксплуатационную надежность объекта [6].

Библиографический список

1. СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85
2. СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*
3. Строительные нормы и правила: СНиП 2.01.07 – 85. Нагрузки и воздействия [Текст]: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и.], 1987. – 36 с.
4. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.
5. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений / Коркишко А.Н.// Инженерный вестник Дона. – 2015. - №4
6. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. - С. 182-187.

Научный руководитель: Набоков А.В., доцент базовой кафедры ПАО «Газпром нефть»

К вопросу вахтового метода организации строительства на объектах нефтедобычи

Рошупкин С.Д., Коркишко А.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Вахтовый метод работы представляет собой один из методов перераспределения трудовых ресурсов, кардинально отличающийся от других способов организации трудового процесса. Он предоставляет возможность использования рабочих ресурсов с целью производства работ практически в любых частях страны, не меняя постоянного места жительства работников.

Вахтовый метод организации работ в подавляющем большинстве случаев применяется на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, но также находит применение в промышленности лесной, на предприятиях железнодорожного транспорта, а также в строительно-монтажных, ремонтно-строительных и некоторых других организациях. Например, в Ямало-Ненецком автономном округе с 1991 по 2008 годы численность вахтового персонала выросла почти в 3 раза, заняв в структуре общей занятости долю приблизительно в 25% [1].

Из указанной специфики применения данного метода организации работ, очевидно следует география его применения – труднодоступные и малозаселённые местности (районы Крайнего Севера), где обеспечение возможности постоянного проживания людей представляется задачей крайне трудоёмкой и нецелесообразной. Трудоёмкость и нецелесообразность постоянного проживания обусловлены необходимостью создания комфортабельных условий для жизни людей различного возраста, пола, социального статуса и т.д. Чтобы обеспечить минимальные приемлемые условия необходимо возвести комплексы жилых домов и инфраструктуру для них: школы, детские сады, больницы, поликлиники, родильные дома и прочие здания социально-бытового назначения; также необходимы канализационные сооружения, электростанции, теплоэлектроцентрали, здания аварийных и экстренных служб и пр. Для создания вышеперечисленного требуются годы анализа и планирования, а затем годы для застройки и обустройства, а также многомиллиардные инвестиции. При условии успешного осуществления впоследствии возникнет не менее трудоёмкая задача по заселению. Привлекательность жилья в заданных условиях очень низка, вследствие чего для привлечения потенциальных жильцов города потребуется принять дополнительные весьма финансовоёмкие меры.

Учитывая всё вышесказанное, можно сделать вывод о возможности реализации постоянного проживания людей в условиях экстремальных и неблагоприятных только в отдельных уникальных и крайне экзотических случаях, когда потенциальная финансовая отдача с высокой вероятностью значительно превысит все указанные расходы, а возможность проживания людей будет надёжно обеспечена на десятилетия вперёд.

Упомянутый же в начале статьи вахтовый метод представляется гораздо более универсальным и эффективным. При его использовании возможно значительно более быстрое возведение жилья и необходимой инфраструктуры в сравнении с капитальным строительством. К тому же отсутствует потребность в заселении различными категориями людей – на вахту отправляются люди, добровольно заключившие договор и прошедшие предварительно комиссию, обязательно включающую также психолога или психофизиолога, что повышает вероятность эффективного выполнения работы в неблагоприятных условиях [1]. Также на производительности работников может положительно сказываться оторванность от привычной бытовой обстановки, так как отсутствует необходимость выполнения каких-либо обязанностей, кроме должностных. Работник-вахтовик имеет возможность выполнять работу, не отвлекаясь на сопровождающие в обыденной жизни внешние раздражители. При этом нужно учитывать «специфику» выполнения СМР на объектах обустройства месторождений и нефтегазодобывающих предприятий, когда за каждую каплю нефти происходит настоящая борьба с природой, погодой, «пластом», принимая во внимание продолжительность смены вахтового персонала – 11 часов, это становится только ему под силу, в отличие от «постоянщика» – специалиста с нормальным режимом работы, у которого официально рабочий день 8 часов, за минусом времени на дорогу. Особенно это касается инженерно-технического персонала (ИТР), который с «головой» и азартом охотника погружается в работу, не замечая время на обед и конец рабочего дня. Каждое упущенное действие или бездействие ИТР приводит к упущенной выгоде выражающегося, (как говорят настоящие нефтяники) в недобыче нефти – т.е. финансовым потерям.

Вахтовый метод, безусловно, может обладать также рядом существенных недостатков, значимых в первую очередь для самих вахтовиков: у работников возможно снижение значимости ценностных ориентаций, ослабление внимания, снижение бдительности, становится инертным процесс принятия решения, появление социальной дезадаптации, изменение сложившихся внутри семьи ролевых отношений, нарастание внутрисемейных проблем, недостаточное внимание, уделяемое воспитанию детей и др. [2].

Указанные проблемы, однако, работодатели стараются максимально нивелировать, создавая как можно более благоприятные условия труда в экстремальных условиях, а также проводя более тщательный подбор персонала с подходящими психофизиологическими показателями, что в сумме с уже названными преимуществами относительной дешевизны и быстроты делает вахтовый метод лучшим по совокупности перечисленных факторов.

Библиографический список

1. Свириденко И.Н., Актуальные проблемы психологической диагностики лиц, работающих вахтовым методом на Крайнем Севере // И.Н.Свириденко // Человек в условиях интенсивного нефтегазового освоения Севера [Текст]: материалы Всероссийской научной конференции, 17-18 ноября 2010 года. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. с. 143-148.

2. Силин А.Н., Вахта в Тюменском регионе: взгляд в прошлое и будущее // Налоги. Инвестиции. Капитал. 2010. №1-3. С.158

Научный руководитель: Коркишко А.Н., к.т.н.

Анализ целесообразности применения гидравлического разрыва пласта на сеноманских скважинах Ямбургского месторождения

Саранчин М.В.

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения производительности нагнетательных, нефтяных и газовых скважин.

Основным фактором, определяющим успешность ГРП, является правильный выбор объекта для проведения операций, использование технологий гидроразрыва, оптимальных для данных условий.

Цели ГРП для пластов с высокой проницаемостью:

- изменение радиального характера притока флюида из пласта к забою скважины на линейный или билинейный;
- решение проблемы снижения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) скважины, возникшего в результате воздействия физических или химических факторов;
- улучшение сообщаемости ствола скважины с ПЗП;
- минимизация напряжений в пласте;
- снижение скоростей, минимизация миграции тонкодисперсных фракций.

В период с 2012 по 2015 г. по Ямбургскому месторождению были проведены работы по пенному ГРП на девяти скважинах, в том числе:

- в 2012 г. – на четырех скважинах начальная успешность работ составила 100 %;
- в 2013 г. – на одной скважине начальная успешность работ 0 %;
- в 2014 г. – на двух скважинах начальная успешность работ 50 %;
- в 2015 г. – на двух скважинах начальная успешность работ 0 %.

Всего за 2012-2015 гг. проведено четыре неуспешных ГРП.

Данные скважины, на которых проводился ГРП в 2012-2015 гг., по величине пластового давления можно разделить на две группы:

- к I группе относятся скважины с пластовым давлением от 1,02 до 1,36 МПа;
- ко II группе относятся скважины с пластовым давлением от 4,88 до 5,14 МПа.

Рассматривая скважины первой группы можно отметить:

- начальная успешность работ составила 50 %, три скважины сразу после проведенного ГРП не введены в эксплуатацию;
- дополнительно на двух скважинах из оставшихся трех наблюдается увеличение депрессии при неизменном значении дебита, т.е. ухудшение продуктивных характеристик газоотдающих интервалов, таким образом эффект от проведенного ГРП является кратковременным;
- в настоящее время сохраняется эффект от ГРП только по одной скважине.

Рассматривая скважины второй группы можно отметить:

- начальная успешность работ составила 66,6 %, введено в эксплуатацию две скважины из трех, по данным анализа зависимости дебита от депрессии на двух скважинах можно отметить, что эффект от проведения ГРП сохраняется;
- одна скважина после проведенного ГРП не введена в эксплуатацию.

На основании проведенного анализа применения ГРП на скважинах Ямбургского месторождения можно сделать следующие выводы:

1) начальная успешность работ по проведенным в 2012-2015 гг. работ по ГРП на сеноманских газовых скважинах Ямбургского месторождения составляет 55,5 %, введены в эксплуатацию из бездействия пять скважин из девяти;

2) существенное влияние на успешность ГРП в высокопроницаемых коллекторах оказывает величина пластового давления. При величине пластового давления менее 2,0 МПа вероятность проведения успешных работ по ГРП значительно снижается, а даже получившийся эффект носит кратковременный характер. Наиболее успешным является ГРП на скважинах при пластовом давлении более 2,0 МПа.

3) проведение ГРП на скважинах сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения является достаточно целесообразным мероприятием при пластовых давлениях только более 2,0 МПа, однако выбор скважин-кандидатов должен определяться исходя из ряда критериев:

- пониженные ФЕС верхней части продуктивного пласта, в которых повысить проницаемость другими способами интенсификации притока маловероятно;

- наличие заглинизированных пропластков ниже предполагаемого интервала проведения ГРП для предотвращения прорыва пластовой жидкости в трещину ГРП;

- наличие жесткого и сплошного сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой пласта ниже предполагаемого интервала разрыва (в интервале заглинизированных пропластков) по результатам акустического контроля цементажа;

- текущий или прогнозный (на момент проведения ГРП) газоводяной контакт должен находиться ниже заглинизированного пропластка;

- конструкция скважины не должна включать фильтр;
- по возможности, скважины, планируемые для ГРП должны быть оснащены по беспакерной схеме эксплуатации для исключения негативного влияния работ по его извлечению.

4) на большинстве скважин, удовлетворяющих указанным критериям, отмечаются малые остаточные мощности продуктивного пласта.

5) с учетом того, что пластовое давление на Ямбургской площади месторождения составляет в среднем 1,33 МПа, а скважины, на которых возможно успешное применение ГРП, расположены в основном на Харвутинской и Анерьяхинской площадях (средние пластовые давления более 5 МПа) и оснащены фильтровым окончанием, проведение работ по ГРП осложнено и обусловлено высокими рисками неуспешного ремонта.

6) исходя из представленных критериев выбор скважин в настоящее время ограничен: либо ГРП не требуется т.к. скважины эксплуатируются с проектными показателями, либо нецелесообразен т.к. скважины не удовлетворяют представленным критериям.

7) таким образом, в настоящее время на Ямбургском месторождении отсутствует необходимость и целесообразность проведения работ по ГРП.

8) при дальнейшей эксплуатации скважин при снижении продуктивных характеристик и удовлетворяющим критериям возможно проведение работ по ГРП с целью интенсификации притока газа.

Учитывая опыт проведения работ по ГРП на сеноманских газовых скважин Ямбургского месторождения полученные результаты следует использовать при планировании ГРП на других газовых скважинах месторождений Западной Сибири.

Научный руководитель: Кряквин Д.А., заведующий сектором капитального ремонта скважин ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Методы определения участков для бурения вторых стволов на месторождении с поздней стадией разработки

Сафонов А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время большинство крупных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется повышенной выработкой начальных извлекаемых запасов, высокой обводненностью скважинной продукции и значительным числом неработающего фонда скважин. Для поддержания добычи углеводородного сырья используются различные методы повышения нефтеотдачи пласта, но основную

роль среди них играют физические методы воздействия на пласт такие, как гидроразрыв пласта и бурение боковых стволов. Рассмотрим метод бурения боковых стволов, иначе говоря, бурения вторых стволов. В качестве примера месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, будет Мортымья-Тетеревское нефтяное месторождение. [1]

Мортымья-Тетеревское месторождение открыто в 1961 году и введено в промышленную разработку в 1966 году. На текущий момент месторождение находится на последней стадии разработки. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 88,4%, текущий коэффициент извлечения нефти – 0,440 при обводненности продукции 97,8%.

Методы определения участка с наиболее эффективным вариантом бурения вторых стволов:

1. Определение зон с повышенными остаточными запасами нефти с помощью ГГДМ (геолого-гидродинамическая модель);
2. Проведение геолого-промыслового анализа на участках;
3. Проведение исследований на участках.

Объект воздействия – пласт П.

Выявление зон с повышенными остаточными запасами нефти с помощью ГГДМ

Определение перспективных зон с повышенной плотностью текущих запасов по результатам геолого-гидродинамического моделирования для бурения второго ствола позволяет определить участок, где обнаружены микрокупола и складки, в которых при длительном простаивании может происходить миграция нефти и повышение нефтенасыщенности (рисунок 1).

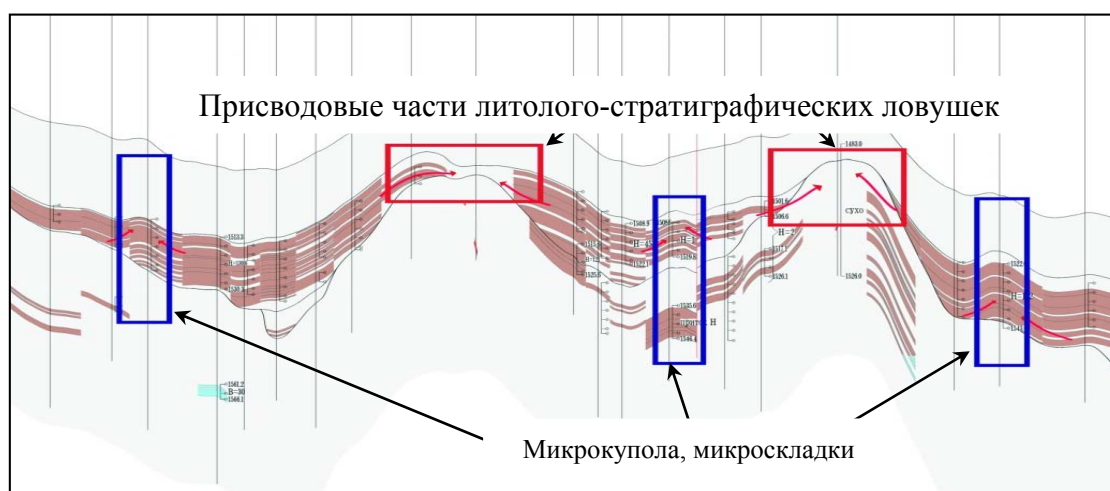


Рисунок 1. Участки миграции нефти в результате длительного простаивания

Проведение геолого-промыслового анализа

Данный метод включает в себя три основных этапа: анализ текущего состояния, анализ выработки запасов и выделение проблем разработки.

На этапе анализа текущего состояния был проведен анализ энергетического состояния, анализ количества и эффективности геолого-технических мероприятий, а также составлены технологические показатели разработки.

Выработка запасов нефти по разрезу пласта П выбранного с помощью ГГДМ участка иллюстрируется на геолого-статистических разрезах (рисунок 2). Характер полученных кривых указывает на то, что в большей степени выработке подвергается средняя и подошвенная части пласта. Кровельная часть пласта П, несмотря на повышенные значения песчаности и полноту вскрытия, меньше охвачена разработкой.

По результатам характера выработки запасов по разрезу для лучшего извлечения нефти было предложено бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием в кровельных частях пласта.

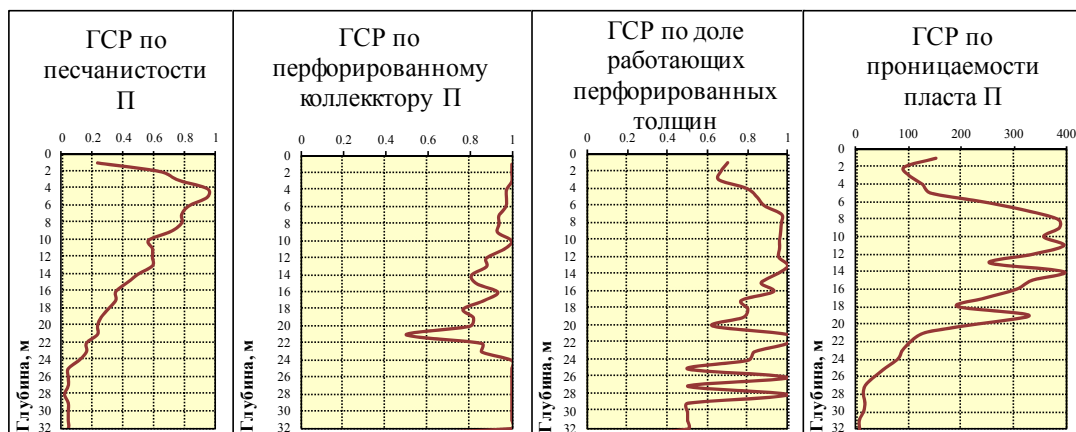


Рисунок 2. Геолого-статистические разрезы пласта П

Таким образом, на основе геолого-промыслового анализа участка выявлены следующие проблемы в разработке:

1. Высокая степень выработки - 81%;
2. 87 % добывающего фонда находится в бездействии по технологическим причинам;
3. Выявлены зоны повышенной плотности подвижных запасов;
4. По разрезу остаточные запасы сосредоточены преимущественно в кровельной части.

Проведение исследований на участке

Комплекс проведенных исследований (промысловых геофизических исследований и гидродинамических исследований) на скважинах участков позволил детальнее проанализировать секторные геолого-гидродинамические модели для расчета прогнозных показателей разработки и рекомендовать проведение геолого-технических мероприятий. [2]

По результатам проведенных ПГИ и ГДИ подтверждено предположение, которое было выдвинуто в ходе проведения геолого-промыслового анализа о выработке преимущественно средней и нижней частей пласта П.

Таким образом, проведение детального геолого-промыслового анализа с использованием ГГДМ позволяют определить локализацию текущих подвижных запасов, выбрать участок воздействия и зоны бурения вторых

стволов для извлечения остаточных запасов нефти. Фактические результаты были подтверждены эффективностью применения БВГС на Мортымья-Тетеревском месторождении. Методы, используемые в работе, будут предложены и распространены на соседние месторождения. На основе полученных результатов составлена программа работ на перспективу.

Библиографический список

1. Еленец А.А. Особенности выбора зон для размещения боковых стволов на нефтяном месторождении с длительным периодом разработки. Нефть. Газ. Новации №7, 2013 – С. 47-49.

2. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е. Молодых П.В. Формирование и планирование ГТМ. Учебное пособие. – Томск, 2011. - 201 с.

Научный руководитель: Грачев С.И., д-р техн. наук, профессор

Некоторые аспекты состава нефтегазоконденсатных эмульсий

Султонов Н.Н., Даминов Л.О.

Каршинский инженерно-экономический институт, Узбекистан, г. Карши

Совместная разработка нефтегазоконденсатных месторождений значительно снижает капитальные затраты, однако при разработке таких месторождений возникает проблема образования устойчивой водонефтяной эмульсии.

Целью настоящего исследования являлось определение органических веществ эмульсии, обеспечивающих её устойчивость при совместных разработках нефтегазоконденсатных месторождений.

В качестве объектов исследования использовались эмульсии с месторождения Кокдумалак. Содержание эмульсии в этих скважинах составило 10-11% от общего веса пробы. Эмульсия представляла собой густую массу темно-коричневого цвета. Исследование показало, что анализируемая проба представляет собой смесь пластовой воды, органических соединений, хлористых солей и механических примесей. Установлено, что содержание воды в этих пробах колеблется от 40 до 70 %. Содержание хлористых солей колеблется в среднем в пределах от 30 до 70 г/л, механических примесей - от 0,05 до 0,01 мг/л.

Как известно, эмульсии характеризуются агрегативной и кинетической устойчивостью. Агрегативная устойчивость обусловлена природными стабилизаторами, образующими прочные оболочки на поверхности водяных капель. Кинетическая устойчивость характеризует способность эмульсий к осаждению и определяется размером капель внутренней фазы.

Для определения состава органической части эмульсии пробы разрушали воздействием температуры до 80 °С и воду отделяли от углеводородной части с помощью делительной воронки. Углеводородную фракцию концентрировали и разделяли на более узкие фракции методом колоночной хроматографии на окиси алюминия. Элюирование проводилось последовательно гексаном, спирто-бензольной смесью и спиртом. Было выделено 3 фракции. Содержание парафинов в эмульсиях, исследуемых нефте-, газо-, конденсатных системах приблизительно одинаковое - около 78 %. Общее количество смолистых веществ и асфальтенов не превышает 22 % от общего содержания эмульсии.

Фракции природных эмульгаторов исследовались методом ИК-спектроскопии, результаты которых представлены в таблице*.

Таблица 1

Результаты ИК-спектрального анализа

Гексановая фракция		Спирто-бензольная фракция		Спиртовая фракция	
Частота, см ⁻¹	Интенсивность	Частота, см ⁻¹	Интенсивность	Частота, см ⁻¹	Интенсивность
3385.4	Очень слабая	3384.8	Сильная широкая	3406.5	Слабая широкая
2955	Очень сильная	2924,6	Очень сильная	3043.9	Очень слабая
2924	Очень сильная	2870,2	Очень сильная	2953.5	Очень сильная
2854	Очень сильная	1958,8	Очень слабая	2923.2	Очень сильная
2729	слабая	1728,2	Сильная	2853.9	Очень сильная
2674.7	слабая	1647,0	Средняя	2728.4	Слабая
1958.6	Очень слабая	1600,9	Средняя	1958.0	Очень слабая
1603.5	Средняя	1458,9	Сильная	1173.4	Сильная
1462	Очень сильная	1373,7	Средняя	1601	Средняя
1377	Сильная	1350,7	Средняя	1461.2	Сильная
1305	Слабая	1289,7	Средняя	1377.2	Средняя
1114.7	Сильная широкая	1110,0	очень сильная	1273.3	Средняя
873	слабая	951,4	Средняя	1122.6	Средняя
809.5	Средняя	872,1	Очень слабая	1073.5	Средняя
742.7	Средняя	745,3	Слабая	1037.4	Средняя
617.5	Средняя	617,0	Сильная	960.2	Слабая

* Работа выполнена в порядке личной инициативы

На основании проведенных ИК исследований установлено:

– гексановая фракция представляет собой смесь парафиновых углеводородов со следами органических соединений ароматического ряда,

– спиртобензольная фракция представляет собой, как и гексановая фракция, смесь углеводородов парафинового ряда. Однако следует отметить, что здесь наблюдается ослабление полос поглощения, связанных с метильными и метиленовыми группами, что свидетельствует об уменьшении количества алифатических цепей в их составе. В этой фракции присутствует значительное содержание ароматических и кислородсодержащих соединений типа карбоновых и нафтеновых кислот, а также спиртов. Увеличение интенсивности поглощения в области $1600-1647\text{см}^{-1}$ указывает на рост степени ароматизации.

Спиртовая фракция представлена соединениями, как алифатического типа, так и кислородсодержащих соединений. Процентное содержание карбоновых и нафтеновых кислот возрастает по сравнению с первой и второй фракциями, уменьшается содержание спиртов. В этой фракции также присутствует значительное количество ароматических соединений.

Определение донасыщения неравновесного сухого газа выпавшим конденсатом

Султонов Н.Н., Даминов Л.О.

Каришинский инженерно-экономический институт, Узбекистан, г. Кариши

Как известно из практики разработки газоконденсатных месторождений [1], в процессе эксплуатации без поддержания или с частичным поддержанием пластового давления в пласте происходит выпадение конденсата из газовой фазы. Известны случаи, когда на месторождениях с высоким потенциальным содержанием конденсата ($450-600\text{ г/м}^3$), количество выпавшего конденсата в пласте составляло десятки миллионов тонн. В настоящее время в мире и в нашей республике увеличивается потребность в жидких углеводородах. Поэтому в данное время остро стоит задача оценки возможностей доизвлечения выпавшего конденсата на месторождениях с высоким начальным содержанием конденсата.

В последнее время при промышленном внедрении предпочтение отдается методам воздействия, основанным на добыче жидких углеводородов с помощью их испарения в неравновесный газ [2]. Целью настоящей работы являлось получение аналитических зависимостей для определения среднего потенциального содержания сухого закачиваемого газа с учетом его донасыщения выпавшим конденсатом от физико-технологических параметров исследуемой системы.

Для этого был проведен вычислительный эксперимент, схема которого приведена на рисунке.

Согласно результатам эксперимента, зависимость донасыщения сухого закачиваемого газа $П_{Г.СУХ}$ выпавшим конденсатом от количества циклов прокачки $n_{ЦИКЛ.ПРО}$ и текущего потенциального содержания $C_{5+ВЫСШ.}$ в пластовом газе $П_{Г.Ж}$ наиболее точно описывается следующей моделью:

$$П_{Г.СУХ} = \frac{П_{Г.Ж}}{1 + n_{ЦИКЛ.ПРО}^a},$$

где a – показатель степени, зависящий от того, какое потенциальное содержание $C_{5+ВЫСШ.}$ $П_{Г.Ж.С-П}$ было в газовой фазе пластовой углеводородной системы (и, следовательно, какое количество конденсата выпало) к моменту начала вытеснения жирного газа сухим закачиваемым газом и донасыщения последнего выпавшим конденсатом:

$$a = \sqrt{\frac{\left(1 - \frac{П_{Г.Ж.С-П}}{П_{Г.Ж.0}}\right) \cdot \left(1 + 0,64724 \cdot \frac{П_{Г.Ж.С-П}}{П_{Г.Ж.0}}\right)}{1 - \frac{П_{Г.Ж.С-П}}{П_{Г.Ж.0}}}},$$

где $П_{Г.Ж.0}$ – начальное потенциальное содержание $C_{5+ВЫСШ.}$ в газе.

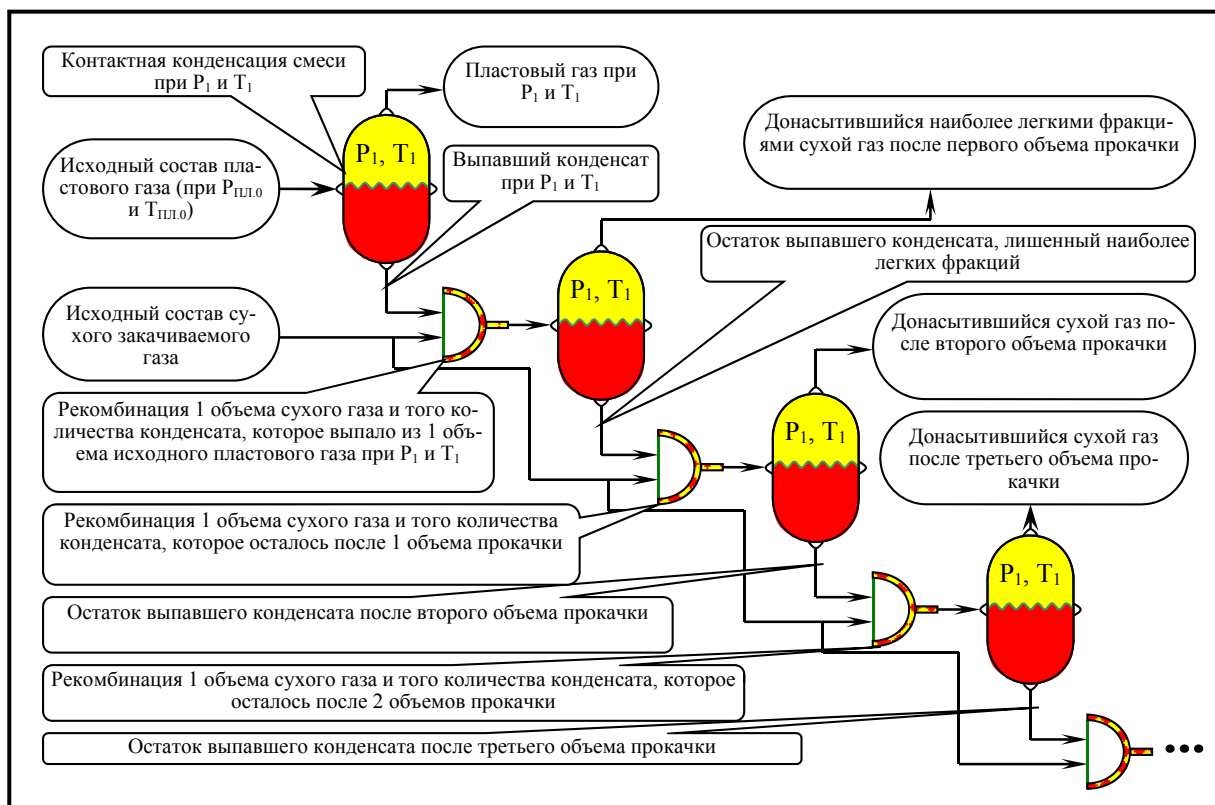


Рисунок 1. Схема вычислительного эксперимента по определению зависимости донасыщения сухого закачиваемого газа выпавшим конденсатом от количества циклов прокачки

Библиографический список

1. Гуревич Г. Р. и др. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: «Недра», 1976.

2. Тер-Саркисов Р. М. Повышение углеводородоотдачи пласта нефтегазоконденсатных месторождений. М.: «Недра», 1995.

Научный руководитель: Султонов Н.Н., ассистент Каршинского инженерно-экономического института.

Эффективность работ по капитальному ремонту скважин на месторождении Южный Кемачи

Султонов Н.Н.

Каршинский инженерно-экономический институт, Узбекистан, г. Карши

Современная разработка месторождений нефти и газа требует наиболее максимальной выработки столь дорогого сырья, как нефть. Поэтому актуальной и на сегодняшний день остается проблема эффективности работ по капитальному ремонту скважин, своевременное и профессиональное проведение которых продлевает жизнь скважины.

К сожалению, на нефтяных и нефтегазовых месторождениях Западного Узбекистана до сих пор проводятся работы по КРС с устаревшей технологией изоляции водопритоков, успешность которых оставляет желать лучшего. Примером тому являются работы, проведенные за последние три года на месторождении Южный Кемачи. За период 2013-2015гг. были проведены работы по:

- ограничению водопритоков (изоляционные работы) и, как следствие, переход на другой продуктивный интервал (перестрелы) 21 раз по 9 скважинам (№№ 3, 11, 21, 22, 23, 24, 53, 56, 61);
- по гидроразрыву пласта 2 раза по 2 скважинам (№№ 22, 23);
- по повышению продуктивности скважин (дострел продуктивного пласта) 1 раз по скважине №91

Для анализа эффективности проведения КРС была рассмотрена группа скважин (скважины №№ 21, 22, 23, 24, 53, 56, 61), информация по которой отражала качество работ и полученные по ним результаты, характеризовавшие весь объем проведенных мероприятий по месторождению в целом. Анализ эффективности заключался в сравнении прогнозной добычи нефти без проведения КРС и фактической с проведением.

Прогнозируемая добыча нефти без проведения работ по КРС рассчитывается по известной формуле:

$$q = q_0 e^{-it},$$

где q – дебит нефти в прогнозный год; i – постоянный коэффициент; q_0 – максимальный дебит (амплитудный дебит).

$$i = \frac{q_0}{Q_0},$$

где Q_0 – начальные извлекаемые запасы нефти.

В целом по работам КРС, направленным на увеличение текущего коэффициента нефтеотдачи, выявлено, что лишь по 2 скважинам (№№ 21, 22), что составляет всего 11% от всего объема работ, получен положительный экономический эффект (таблица). Экономический расчет выполнялся при цене на нефть 20 USD за тонну и на оценке средней стоимости работ по КРС в размере 21200 USD (по данным за 2015 г., предоставленным УДП «Мубарекнефтегаз»).

Таблица 1

Результаты работ по капитальному ремонту скважин за период 2013-2015 гг.

№ скв.	Наименование работ по КРС/ дата проведения	Дополнительная добыча нефти, т	Экономическая эффективность, USD
21	Изоляция водопритока с перестрелом/ август 2013 г.	2363,6	28362
22	Изоляция водопритока с перестрелом/ июль 2013 г.	1464,0	9435
22	Изоляция водопритока с перестрелом и ГРП/ июль 2014 г.	-10,1	-21581
22	Изоляция водопритока с перестрелом/ август 2014 г.	-190,3	-92616
23	Изоляция водопритока с перестрелом и ГРП/ июль 2014 г.	-13,3	-25374
24	Изоляция водопритока с перестрелом/ март 2015 г.	-96,2	-25395
24	Изоляция водопритока с перестрелом/ ноябрь 2015 г.	48,9	-20340
53	Изоляция водопритока с перестрелом/ октябрь 2015 г.	872,9	3000
53	Изоляция водопритока с перестрелом/ июль 2015 г.	-2,8	-78219
53	Изоляция водопритока с перестрелом/ апрель 2015 г.	438,7	-21429
56	Изоляция водопритока с перестрелом/ апрель 2015 г.	-244,6	-26516
56	Изоляция водопритока с перестрелом/ август 2015 г.	134,1	-18548
61	Изоляция водопритока с перестрелом/ июль 2015 г.	-16,3	21712
61	Изоляция водопритока с перестрелом/ сентябрь 2015 г.	1,7	-21333

Таким образом, столь неутешительные результаты заставляют задуматься об актуальности применения в изоляционных работах цементных мостов и проведения ГРП, направленного на улучшение фильтрационных свойств продуктивного пласта.

Для более эффективной работы по капитальному ремонту скважины, направленному на изоляцию водопритоков, необходимо применять новые методы по снижению обводнения продуктивных интервалов. Этой проблеме посвящено большое количество работ, некоторые из них осуществлены на практике. Например, специалистами службы РТ и ТПКС ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» предложена комплексная технология изоляции водопритоков с использованием инвертной дисперсии, которую они воплотили на скважине № 24 в ноябре 2015 г. В связи с небольшим сроком эксплуатации данной скважины после проведения работ по ограничению водопритоков анализ успешности применяемой технологии не представляется возможным. Но положительные результаты по предлагаемой технологии ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» были получены по скважинам на месторождениях Северный Уртабулак и Крук.

Подводя итоги необходимо отметить, что применение и разработка новых технологий проведения капитального ремонта скважин, в том числе и по изоляции водопритоков, значительно увеличивает текущий коэффициент нефтеизвлечения, что особенно важно в условиях постоянно растущих потребностей в углеводородах.

Разработка и испытания составов поверхностно-активных веществ на самозадавливающихся скважинах Ямбургского и Юбилейного месторождений

¹Сырчин А.А., ¹Антонов М.Д., ¹Береза М.С., ²Бельянский В. Е.

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень,

²ООО «ПетроГазТех», г. Краснодар

В настоящее время многие месторождения вступают в завершающую стадию разработки, характеризующуюся целым рядом факторов, ухудшающих условия эксплуатации скважин. Одним из них является накопление жидкости в призабойной зоне пласта и лифтовой колонне. Скорости восходящего потока газа при низком пластовом давлении и дебите недостаточно для обеспечения выноса жидкости на поверхность, со временем это приводит к равновесию давления столба жидкости и давления в пласте, и, как следствие, к самоглушению скважины.

Применение плунжерного лифта, концентрического лифта, циклической закачки сухого газа в затрубное пространство, размещение на кустовых

площадках модульных компрессорных установок являются эффективными технологиями для поддержания работы самозадавливающихся скважин, но их реализация требует значительных капитальных вложений и чаще всего экономически не рентабельна для низкодебитных скважин. А самое простое мероприятие для выноса жидкости – периодическая продувка, имеет существенные недостатки: резкое повышение депрессии на пласт (что приводит к разрушению призабойной зоны пласта), безвозвратные потери газа и пластовой энергии, отсутствие продолжительного эффекта, негативное воздействие на окружающую среду.

Наиболее доступным и эффективным способом удаления скапливающейся на забое жидкости является ввод в скважину поверхностно-активных веществ (ПАВ, в жидком и твердом виде), при котором в барботируемом столбе жидкости в призабойной зоне происходит пенообразование. Плотность пены значительно ниже плотности скопившейся жидкости, в результате чего она выносится на поверхность даже при низкой скорости потока.

В 2015-2016 гг. специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» были разработаны собственные составы ПАВ, предназначенные специально для условий Ямбургского и Юбилейного месторождений.

Разрабатываемые пенообразователи должны были удовлетворять следующим требованиям:

- составы ПАВ должны обеспечивать вспенивание скважинной жидкости по результатам лабораторных исследований для конкретных скважин;
- жизненный цикл пены должен обеспечивать возможность ее выноса из скважины на поверхность;
- при использовании состава ПАВ, образующаяся при движении пена не должна оказывать отрицательного влияния на газосборную сеть (ГСС);
- разрушение пены должно происходить без образования твердого осадка и эмульсий, до входа в установку комплексной подготовки газа (УКПГ);
- составы ПАВ не должны отрицательно влиять на осушающие свойства диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) (в процессе регенерации во всех температурных диапазонах не должно происходить вспенивание ДЭГ или ТЭГ) и оказывать негативное воздействие на работу и состояние промышленного оборудования;
- используемые составы ПАВ должны быть экономически доступными, экологичными, технологичными в применении и транспортировке, изготовленными из сырья отечественного производства.

В ходе выполненных работ были отобраны пробы скважинной жидкости указанных выше месторождений, в лабораторных условиях разработаны и испытаны оптимальные составы ПАВ для удаления из скважин:

- конденсационной жидкости;
- конденсационной жидкости с примесью пластовой;

– конденсационной жидкости с примесью технической (данный состав также рекомендуется для применения при вызове притока и более эффективной отработке скважины после капитального ремонта.).

Разработаны критерии и отобраны скважины-кандидаты для проведения промысловых испытаний на Ямбургском и Юбилейном месторождениях.

Перед испытаниями в скважинах были проведены исследования, определены устьевые параметры, объемы столбов жидкости и периоды их накопления, рассчитано необходимое для обработок количество ПАВ.

Все работы по применению разработанных составов ПАВ проходили в два этапа:

1) первичная (ударная) обработка скважины - проводится для удаления скопившейся жидкости из скважины, определения режима работы скважины и необходимого объема ПАВ для дальнейшей работы;

2) дозированная (периодическая) обработка скважины - проводится с целью дальнейшего предотвращения накопления жидкости в стволе скважины.

В результате в октябре 2015 г. на двух самозадавливающихся скважинах Ямбургского месторождения были испытаны твердые ПАВ, представляющие собой стержни длиной 400 мм, диаметром 40 мм и весом 500 г. Стержни вводились в скважины через лубрикатор.

Разработанный для Юбилейного месторождения пенообразователь был представлен в жидком виде. В сентябре 2016 г. на двух скважинах Юбилейного месторождения были также проведены успешные промысловые испытания. Ударная обработка составом жидкого ПАВ на скважинах проводилась с помощью насосного агрегата.

Результаты испытаний представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты промысловых испытаний

Скважина	Ямбургская № 1	Ямбургская № 2	Юбилейная № 1	Юбилейная № 2
Рабочий дебит до ввода ПАВ, тыс. м ³ /сут	41	40	90	30
Дебит, при котором выносятся жидкость, тыс. м ³ /сут	110	105	160	140
Объем удаляемой жидкости, м ³	1,02	0,91	1,81	2,62
Количество введенного раствора ПАВ	10 стержней	10 стержней	181 л	200 л
Время работы скважины после ввода ПАВ до начала выноса пены, мин	100	60	40	70
Дебит после ввода ПАВ (с выносом пены), тыс. м ³ /сут	45	35	50	40

По результатам, представленным в таблице 1, можно сделать вывод, что после ввода разработанных составов ПАВ, скважины выносили вспененную жидкость при режимах, ниже минимально необходимых для выноса жидкости без применения ПАВ, в среднем на 65 %.

В дальнейшем, при дозированных обработках скважин Ямбургского месторождения, во время работы скважины в ГСС, количество вводимых стержней ПАВ было сокращено. Дальнейшая периодическая обработка скважин Юбилейного месторождения жидким ПАВ проводится с помощью установок дозированной подачи, обвязанных с устьевым оборудованием.

Стоит отметить, что в данной работе была проведена оценка возможного негативного влияния образованной пены на ГСС и УКПГ. Обычно распад пены происходил в ГСС, не достигая сепарационного оборудования промыслов, а в лабораторных условиях негативного влияния активных компонентов разработанных составов ПАВ на ухудшение осушающих свойств ДЭГ и ТЭГ выявлено не было. Также после ввода ПАВ следует обращать внимание на возможный вынос из скважин механических примесей.

По результатам промысловых испытаний на Ямбургском и Юбилейном месторождении, можно сделать вывод, что при использовании разработанных составов ПАВ во время работы самозадавливающихся скважин в ГСС, вспененная жидкость будет выноситься на поверхность и необходимость в продувках будет исключена. Разработанные составы ПАВ зарекомендовали себя к промышленному применению и были запатентованы.

Технология внутрипромысловой подготовки нефти на Юрхаровском НГКМ

Аносов Е.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

По опыту работы нефтяных скважин Уренгойского месторождения известно, что их эксплуатация осложняется образованием гидратных и парафиновых пробок, а также значительным изменением режимов работы добывающих скважин. В результате газосодержание сырьевого потока, поступающего с кустов скважин, колеблется в больших пределах от 40 до 2350 т/м³ увеличивая нагрузку сепараторов по газу.

Выбор технологического оборудования установки подготовки следует принять с учетом максимальной добычи нефти, максимального процента обводненности и газового фактора из расчета на объемы добычи 2017 года: нефти – 126,0 тыс.т, жидкости – 559,2 тыс.т, газа – 79,9 млн.м³. Подбор оборудования выполняется на стадии обустройства месторождения. Рекомендуется принять установку подготовки нефти с учетом резерва мощности на расчетную производительность по нефти 151,2 тыс.т в год.

В связи с этим, сепарация нефти на УПН производится, как для нефтяных месторождений с подгазовыми зонами (РД 39-014870-320-88) с применением входного сепаратора. В соответствии с технологической схемой, предварительное разделение жидкой и газовой фаз осуществляется во входном сепараторе. Нефтегазовая смесь со скважин поступает во входной сепаратор С-1, который разгружает нефтегазовые сепараторы по газу, снижает механическую вибрацию оборудования, возникающую при движении газовых пробок в подводящих трубопроводах. Из входного сепаратора газ направляется в схему утилизации попутного нефтяного газа. Отсепарированная нефть частично дросселируется (до давления порядка 0,8 – 0,9 МПа) и поступает в печь П-1 для подогрева до 30 – 40 °С. Температура регулируется таким образом, чтобы обеспечить требуемую степень обезвоживания и дегазации нефти (содержание суммы метана и этана в деэтанализированной нефти не должно превышать 0,8 %масс). Перед П-1 необходимо предусмотреть возможность дозирования деэмульгатора, который может подаваться при неудовлетворительной степени обезвоживания, хотя по опыту эксплуатации нефтяных оторочек на ЦПС Уренгойского месторождения отделение воды от нефти идет достаточно эффективно и без подачи деэмульгатора.

Подогретая в П-1 нефть поступает в сепаратор С-2, откуда газ проходит в газосепаратор СГ-2 (для отделения капельного уноса нефти) и направляется в схему утилизации попутного нефтяного газа. Нефть из С-2 дросселируется до давления 0,65 – 0,7 МПа и поступает в сепаратор С-3, откуда остаточный газ направляется в схему утилизации попутного нефтяного газа, а нефть подается в отстойник О-1.

Обезвоженная деэтанализированная нефть из О-1 направляется в систему транспорта с помощью насосов. Перед насосной целесообразно предусмотреть небольшой парк из буллитов емкостью 200 м³, рассчитанных на давление до 1,6 МПа.

Подтоварная вода из О-1, содержащая метанол (по опыту Уренгоя – до 10 % масс.), направляется на утилизацию. Регенерация метанола из такой воды экономически нецелесообразна, поэтому рекомендуемое решение по его утилизации – сжигание на горизонтальной факельной установке.

В связи с удаленностью потенциальных потребителей попутного газа, нефтяной газ используется на собственные нужды промысла, излишки подготавливаются совместно с газом газоконденсатных залежей на УКПГ, что позволит утилизировать более 95% добываемого газа.

Библиографический список

1. Гужов А. Я. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. — М., Недра, 1973.
2. Лутошкин Г. И. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1979
3. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. М., Недра, 1977.

Научный руководитель: Сохошко С.К., д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Методы предотвращения разрушения трубопровода от блуждающих токов

Гилязов Т.Т., Набоков А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последнее время многократно встречаются случаи ускоренной коррозии трубопроводов из-за влияния блуждающих токов. Коррозионный износ стенок магистральных трубопроводов, является основной причиной, уменьшающей их надежность. Для подземных трубопроводов характерна электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. В связи с тем, что коррозионный ток имеет высокую плотность, сквозное разрушение стенок трубопроводов в этих условиях может формироваться в течение 2-3 лет.

Целью данной работы является, определение источников появления блуждающего тока, и поиск наилучших и оптимальных способов защиты газонефтепроводов.

Блуждающими токами называют такие электрические токи, протекающие в земле при использовании ее в качестве проводящей среды, за счет утечек с источника тока. Эти токи не имеют формы и направления, они распространяются хаотично.

Первопричинами появления подобных электрических аномалий являются, как правило, три главных фактора:

1. Сама земля, являющаяся токопроводящей средой, крупные электростанции, электрифицированные железные дороги.
2. Дефект в изоляции проводов, включая замыкание высоковольтных линий электропередач на землю.
3. Телевизионные вышки, с высокой мощностью, радиосигналы, из-за которых существует вероятность появления блуждающих токов.

Все ранее известные источники блуждающих токов можно разделить на две группы: техногенного и природного характера. Преобладающими являются техногенные источники блуждающего тока, так как они в наибольшей степени изучены и распространены в повседневной жизни. Эти источники связаны с действующими при помощи тока железными дорогами и линиями передачи тока по грунту. Но, на некоторых участках магистральных газонефтепроводов, которые были сконструированных вдали от населенных пунктов и промышленных объектов, проявляется действие мало исследованных и изученных источников блуждающего тока природного характера, для которых еще не в полной мере разработаны методы оптимальной защиты. В последнее время опубликовано существенное количество серьезных и глубоких работ, посвященных решению проблемы трубопроводов от блуждающих токов и обнаружения утечек в трубопроводах [6, 7].

В настоящее время применяются следующие способы защиты от коррозионного воздействия:

- пассивный (использование не стандартных способов расположения магистрали, нанесение защитных покрытий);
- активный (электрохимическая защита);
- сведение к минимуму уровень агрессивности среды.

Для комплексной защиты реализуют совместно несколько методов, что обеспечивает более продолжительный срок эксплуатации трубопроводов в свободной связи с агрессивными средами [8. 9].

Пассивная защита трубопроводов – распространенный метод, который используется для подземных магистралей. Имеется три разных вида данной защиты:

- Особый метод укладки. Защита обеспечивается на этапе монтажа системы трубопроводов. Воздушный зазор, оставляемый между почвой и металлической поверхностью трубы затрудняющий оказывать пагубное воздействие грунтовыми водами, солям и щелочам, находящимся в земле;

- Использование антикоррозийных покрытий. На внешнюю поверхность трубопровода наносят специальные смеси, которые предотвращают разрушение поверхности трубы от воздействия почвенных солей и щелочей.

- Использование полиэтиленовых оболочек, которые полностью защищают стальной трубопровод [10].

- Обработка особыми химическими составами. На поверхность трубопровода следует нанести слой фосфатов, благодаря которым на поверхности изделия образуется защитная пленка.

Электрохимическая защита от коррозии относится к активным методам сохранения газонефтепроводов, и представлена в виде электрического дренажа, анодной, катодной или протекторной защиты.

- Электродренажная защита, включает в себя мероприятия по установке дренажной защиты, изоляции фланцев и установки электроэкранов;

- Анодный способ защиты от коррозии трубопроводов. Принцип действия этого метода основан на применении магниевых анодов, которые под воздействием электрических токов выделяют ионы магния, тем самым способствуя замедлению процесса разрушения трубопровода;

- Катодная защита представлена Методом, который основан на явлении катодной поляризации металлов под действием постоянного тока. Металлическая поверхность нашего трубопровода преобразуется в катод с низким потенциалом, что уменьшает возможность образования коррозии

Таким образом, потребность в проведении процедур по защите от коррозии связано с тем, что потери от коррозии приносят чрезвычайно большой ущерб. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность объекта [11] и позволяет

достичь значительного увеличения срока службы трубопроводов и уменьшения инвестиционных (CAPEX) и эксплуатационные (OPEX) расходов.

Библиографический список

1. СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с Изменением N 1)
2. Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов/Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. Т. 1; – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 370-372 с.
3. Научный руководитель: Иванов И.И., д.т.н., профессор.
4. Никифоров В.М. Технология металлов и конструкционные материалы. – М.: Высшая школа, 1980.
5. Нефтегазовое строительство / Под ред. И.И. Мазура, В.Д. Шапиро. М.: Недра, 2005. – 790 с.
6. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976.
7. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. -122с.
8. Рахматуллин Ш.И., Гумеров А.Г., Коркишко А.Н., Захаров Н.П., Карамышев В.Г., Способ обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 83-88.
9. Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Об оценке коэффициента расхода жидкости через аварийные щели по экспериментальным данным проликов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 106-108.
10. Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Коркишко А.Н., Султанов М.Х., Расчет истечения жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода в неквадратичной области гидравлического сопротивления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 135-140.
11. Коркишко А.Н., Гарбузенко А.О., Полиэтиленовые оболочки в стальных трубопроводах // Проблемы эксплуатации систем транспорта. Материалы Всероссийской научно-практической конференции. Тюменский государственный нефтегазовый университет, Институт транспорта. 2009. С. 158-159.
12. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Набоков А.В. – доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Строительство подводных переходов трубопроводов

Лахтин Е.А., Огороднова Ю.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день самый экономически выгодный, и надежный способ транспортировки жидких и газообразных энергоносителей на значительные расстояния является трубопроводный транспорт [3, 4]. Технические и эксплуатационные характеристики трубопроводов обеспечиваются за счет выбора трубы с необходимыми физико-механическими свойствами металла, изоляционного покрытия и конструктивных особенностей [5, 6]. В процессе эксплуатации трубопровода его технические характеристики и условия среды могут изменяться, вследствие чего, заложенные при проектировании его запасы надежности и прочности могут быть истощены, и привести к разрушению трубопровода. При строительстве подводных переходах особый акцент делается на безопасности при его эксплуатации, в том числе системам мониторинга и обнаружения утечек [7, 8, 9].

Подводные переходы называют участки магистральных трубопроводов, пересекающие искусственные или естественные водоемы (реки, озера, водохранилища). Граница подводного перехода согласно СНиП II-45–75 определена уровнем воды, до которой вода имеет возможность подниматься в течение времени. В незарегулированных водоемах данный уровень возможен при высоких паводках; а в зарегулированных - граница перехода трубопровода определяется наивысшей границей воды, допустимой по технологическим требованиям работ зарегулированного водоема.

Согласно СНиП 2.05.06 – 85* переходы трубопроводов через водную преграду зависят от диаметра трубопровода, условий его работы, рабочего давления и судоходности водной преграды относят к категории III, II, или В. Подводные переходы делятся на группы сложности, зависящие от размеров водного объекта:

- Малые переходы: Ширина поверхности воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средней отметке глубины 1,5 м
- Средние переходы: Ширина поверхности воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средней отметке глубины 1,5 м
- Большие переходы: Ширина поверхности воды в межень для створа пересечения трассой более 75 м.

Подводный переход, представляет из себя в плане двух- или трехтрубную систему. При меженном (среднем) уровне преодоление водной преграды согласно СНиП II-45–75 предлагается принимать с обязательной прокладкой резервной нитки трубопровода. Возможны исключения, при ширине рек более 75 м, принимается прокладка однониточного перехода.

Подводный трубопровод заглубляют в грунт ниже допустимой отметки размыва берега и дна реки. В данном случае крепеж дна не выполняется, а происходит укрепления берега реки. В случае невозможного монтажа трубопровода ниже границы размыва, участки, на которых вероятен размыв, закрепляются в обязательном порядке. В пределах протяженности подводного перехода рекомендуется прокладывать трубопровод без изогнутых врезок, это затрудняет условия строительства и неподвижную работу материала труб. Такие вставки включают в трубопровод, если присутствуют высокие и крутые берега.

Для выбора метода (или конструкции) в каждом случае требуется рассмотреть совокупность условий прохождения и требования к переходу - технический, экологических и экономических. Существует 2 метода строительства траншейные и бестраншейные.

Бестраншейный метод строительства является как наиболее экономически выгодным по отношению к другим методам. Это подразумевает под собой сбережением средств, на сооружение траншей, вывозка мусора, восстановление берега, благоустройство территорий и озеленение.

Бестраншейные способы укладки подводных переходов, предполагают следующие:

- высокую эффективность сооружения перехода в случае углубления трубопровода гораздо ниже границы предельных деформаций дна и берега реки, а также применение при сооружении трубопровода высокопрочных труб с изоляционным покрытием;
- исключается необходимость берегоукрепительных работ;
- сокращение денежных затрат при заключении договора с природоохранными и рыбохозяйственными службами;
- гарантирование ремонта трубопровода, прокладкой в защитном кожухе или в тоннеле методом микротонелирования.

Траншейный метод строительства представляет собой часть, или несколько частей трубопровода, длина которых превышает на несколько метров ширину водной преграды.

Процесс по прокладке трубопровода является основой, завершения объема подготовительных работ. Бывает множество видов и схем по укладке трубопровода в подводные траншеи, которые разделяются на несколько способов:

- протаскивание по дну,
 - погружение с поверхности воды трубопровода полной длины,
 - погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода.
- При переходах водных преград применяются следующие варианты:
- расширение пробуренных скважин раскатчиком;

- горизонтального (наклонного) направленного бурения (в том числе шнекового);
- микротонелирования [10].
-

Библиографический список

1. Иванов В.А., Кузьмин С.В. и др. Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов: Курс лекций. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. 217 – с.
2. Сальников, А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна [Текст]: учеб. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с., ил.
3. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: – Уфа, 2013. –122с.
4. Рахматуллин Ш.И., Гумеров А.Г., Коркишко А.Н., Захаров Н.П., Карамышев В.Г., Способ обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 83-88.
5. Рахматуллин Ш.И., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Математическое моделирование истечения жидкости при аварийном разрыве трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 3. С. 133-136.
6. Султанов Р.Г., Карамышев В.Г., Файзулин Р.Н., Коркишко А.Н., Определение места повреждения участка трубопровода с температурной неоднородностью // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 54-59
7. Коркишко А.Н., Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Локация утечек нефти, нефтепродуктов и нестабильных углеводородных жидкостей на магистральных трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 142-147.
8. Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Об оценке коэффициента расхода жидкости через аварийные щели по экспериментальным данным проливок // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 106-108.
9. Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Коркишко А.Н., Султанов М.Х., Расчет истечения жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода в неквадратичной области гидравлического сопротивления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 135-140.
10. Никишин А.В., Коркишко О.А., Применение «Метода кривых» при строительстве и ремонте магистральных нефтегазопроводов через естественные препятствия // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Полиэтиленовые оболочки в трубопроводном транспорте

Маркеленко Д.Е., Крижанивская Т.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Не секрет, что нефте и газодобывающая отрасль является одной из ведущих отраслей в мире, и именно поэтому прогресс в добычи углеводородов растет с каждым днем. В сложных конкурентных условиях компании борются за долю рынка и стараются наиболее эффективно использовать свои ресурсы для повышения производственных показателей.

Преимущественным способом транспортировки энергетического сырья является трубопроводный транспорт (более 60%) [1]. Из-за больших расстояний между местом добычи и местом переработки правильный выбор технологии позволяет существенно снизить затраты на строительство и эксплуатацию, повысить срок его использования, сократить сроки на возведение объекта.

Для перекачки газонефтяной смеси используют трубы, которые не однородны по своей структуре, а состоят из нескольких материалов, основной принцип их выбора заключается в том, чтобы использовать лишь достоинства и минимизировать недостатки каждого материала [2]. К ним относятся трубы с полиэтиленовой оболочкой – представляют собой металлическую трубу, которая снабжена фиксирующими ее по концам наконечниками и полимерную перфорированную по всей длине оболочку, пространство между телом трубы и оболочкой заполнено ингибитором коррозии (рисунок 1).

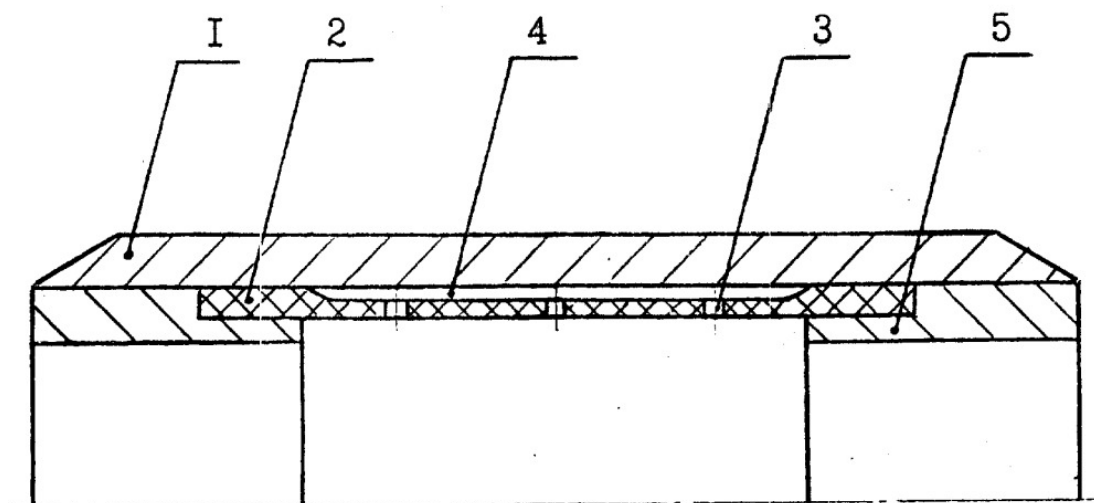


Рисунок 1. Конструктивный разрез трубы с полиэтиленовой оболочкой

1 – металлическая труба длиной 30 м, диаметром 114 мм и толщиной стенки 4,5 мм;
2 – полиэтиленовая оболочка длиной 30 м, диаметром 105 мм и толщиной стенки 4 мм;
3 – перфорированные отверстия диаметром 2 мм, расположенные через каждые 500 мм;
4 – полость, заполненная ингибитором коррозии; 5 – фиксирующие наконечники, выполненные из коррозионностойкого материала [3]

Как показали испытания, полиэтиленовая оболочка при перекачке газонефтяной смеси защищает металлическую трубу от разрушения коррозией и долговечность трубы за счет этого увеличивается приблизительно на 10-12 лет по сравнению с обычными трубопроводами [4]. Металл же в свою очередь защищает полимер от механических повреждений и изолирует от внешних атмосферных воздействий (в основном ультрафиолета) [5].

Однако к этому решению инженеры пришли не сразу, на первых стадиях применялись цельные полиэтиленовые оболочки и это привело к проблеме смятия ее внутри трубы [6]. Происходило это за счет того, что газ подаваемой смеси под давлением диффундировал через полиэтилен до тела трубы и скапливался там, а при понижении давления или его отсутствия воздействовал на оболочку и сминал ее. Избавиться от перепада давления позволила перфорация трубы, которая позволила оболочке «дышать» [7]. Размер этих отверстий достаточно мал (2 мм), чтобы смесь за счет поверхностного натяжения не проникала в них и не вымывала ингибитор коррозии.

Делая вывод можно сказать, что данная технология имеет аналитический подход и отвечает высокой культуре производства. Она позволяет конструкции оставаться в работоспособном состоянии как можно дольше и исключает ряд факторов в результате которых могут возникнуть чрезвычайные ситуации, тем самым отвечая всем современным требованиям.

Библиографический список

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. - 2-е изд. - М.: Недра, 1988. - 368 с.
2. Коркишко А.Н., Гарбузенко А.О., Полиэтиленовые оболочки в стальных трубопроводах. // Проблемы эксплуатации систем транспорта Материалы Всероссийской научно-практической конференции. Тюменский государственный нефтегазовый университет, Институт транспорта. 2009. С. 158-159.
3. Труба с полимерной оболочкой [Электронный ресурс] // FindPatent.Ru: Патентный поиск, поиск патентов на изобретения. - 2012-2017. - Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/210/2100683.html>.
4. Кочурова В.В., Коркишко А.Н., Особенности организации строительно-монтажных работ из полимерных труб // В сборнике: Проблемы эксплуатации систем транспорта сборник материалов всероссийской научно-практической конференции, посвященной 45-летию со дня основания Тюменского индустриального института им. Ленинского комсомола. 2008. С. 169-170.
5. Кочурова В.В., Емец А.Е., Коркишко А.Н., Защита полимерных материалов от старения // В сборнике: Новые технологии - нефтегазовому региону Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2010. С. 98-102

6. Коркишко А.Н., Емец А.Е., Кочурова В.В., Влияние антиоксидантов на долговечность полиэтиленовых труб // В сборнике: Новые технологии - нефтегазовому региону Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2010. С. 96-98.

7. Коркишко А.Н., Кочурова В.В. Изменение свойств полимерных материалов при низких температурах. // Проблемы эксплуатации систем транспорта: сборник материалов всероссийской научно-практической конференции, посвященной 45-летию со дня основания Тюменского индустриального института им. Ленинского комсомола. 2008. С. 166-167.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпромнефть».

Системы обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из трубопровода

Пасынкеев А.Д., Крижановская Т.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Система обнаружения утечек (СОУ) – это комплекс программно-технических средств, контролирующей целостность стенок трубопровода. СОУ позволяет оперативно обнаружить факт утечки нефтепродукта и определить время и место ее возникновения. Это позволяет незамедлительно среагировать аварийным службам и приступить к устранению, что ведет к снижению ущерба экологии и позволяет снизить убытки от разлива перекачиваемых продуктов.

Самым простым и дешевым способ определить целостность стенок трубопровода является визуальный обход трассы, однако при большой протяженности и сложных климатических условиях это становится крайне проблематично и неэффективно.

В текущий момент на практике эффективно применяются следующие направления контроля:

1. Методы математического моделирования;
2. Методы статического контроля;
3. Акустические методы определения утечек.

1 Методы математического моделирования:

Из-за появления утечки в трубопроводе возникает искажение динамических характеристик потока. Через определенное количество времени с учетом величины потерь устанавливается новый режим течения – по такому принципу работает СОУ по волне давления.

Одно из многообещающих направлений контроля трубопроводов – применение параметрических методов, основанных на поступающих в систему диспетчерского контроля данных со специальных датчиков о параметрах работы трубопровода. Благодаря этим методам, можно также успешно обнаружить засоры трубопровода.

2 Методы статического контроля:

Такой вид контроля применяется к трубопроводам, на которых перекачка продуктов приостановлена. Утечки обнаруживаются при помощи метода падения давления и метода переменного перепада давления. В первом случае перекрывается определенный участок трубопровода, а потом на этом участке создаётся некоторое давление и затем отслеживается изменение этого давления. Падение обозначает наличие утечки. При использовании метода переменного перепада давления нагнетают некоторое давление во всем трубопроводе, после чего перекрывают задвижки и проводят сравнительный анализ до и после каждой задвижки. Разница в давлениях указывает на повреждение целостности стенки нефтепровода. Существенным недостатком этих методов является трудность определения точного местоположения аварийного участка.

3 Акустические методы контроля:

Такие методы основаны на регистрации высокочувствительными пьезоэлектрическими датчиками звуковых сигналов, в том числе и в месте утечки.

Одной из разновидностей акустических методов является ультразвуковой контроль. Любое оборудование воспроизводит определенный спектр звуков. Ультразвуковые составляющие, которые фиксируют специальные преобразователи, по своей природе выделяются из общего спектра. В случае возникновения утечки, прибор фиксирует источник ультразвуковых колебаний, что позволяет выявить неисправность на ранней стадии.

Если существуют помехи для использования акустических приборов, применяют корреляционный метод поиска. Принцип работы основывается на двух датчиках, размещенных в разных точках поврежденного трубопровода. Они улавливают виброакустический сигнал от утечки и регистрируют его время прохождения от пробойны до датчика. При помощи специальных расчетов, зная разницу во времени прохождения сигнала до одного и второго датчика, можно определить дефектное место.

К сожалению, не существует универсального метода определения местонахождения любых утечек нефтепродукта. Для наибольшей эффективности, рекомендуется применять сочетание разных методов.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпромнефть».

Применение геобоксов (геомодулей) для укрепления грунтовых оснований объектов обустройства нефтегазовых месторождений

Пульникова Ю.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с освоением новых территорий, строительная отрасль нуждается в современных и дешевых материалах, которые обеспечат надлежащее качество дорожно-строительных работ.

Геобоксы (геомодули) – это изделия, которые применяют для усиления грунтовых оснований. Они имеют пространственную ячеистую структуру, заполняемую грунтом (щебнем, песком и т.д.) и изготавливаются из армирующих и дренирующих геоматериалов [1].

Геомодули часто применяют при ведении дорожно-строительных работ в районах Крайнего Севера, а также в сейсмоопасных районах, на слабых и болотистых грунтах, т.е. там, где проблема укрепления грунтовых оснований особенно актуальна [2].

Цель применения геомодулей – обеспечение формируемых грунтовых оснований необходимой несущей способностью.

Область применения геобоксов:

- насыпи для проектируемых автодорог и ж/д путей
- грунтовые основания под проектируемые временные дороги, съезды и пр.
- грунтовые основания, в которых нуждаются проектируемые производственные объекты со значительными линейными размерами

Особенно выгодно использовать геомодули в сложных грунтовых условиях:

- вечной мерзлоты;
- на сезонно-подтапливаемых площадках;
- на болотистой местности;
- в сейсмоопасных районах;
- при наличии слоистых глиняно-торфяных оснований.

При изготовлении геобоксов используют высокопрочные материалы высокого качества, которые смогут обеспечить прохождение по сооружаемым грунтовым основаниям специализированной техники и большегрузных автомобилей. Таким материалом является двухслойный геокомпозит [3], выполненный из полиэфира или полипропилена, состоящий из сетки и (или) геотканей, обеспечивающих распределение нагрузки в конструкции и придающих ей фильтрационные способности.

Геокомпозит обладает высокой прочностью на разрыв, сопротивлением к повреждению конструкции и воздействию окружающей среды. Характеристики материала см. таблицу 1.

В процессе эксплуатации геобоксов из двухслойного геокомпозита георешетка гарантирует механическое сцепление с укрепляемым грунтом, геотекстиль обеспечивает разделение и фильтрацию, не разрушая композит грунт-георешётка.

Таблица 1

Физико-химические характеристики двухслойного геокомпозита

Наименование показателя	Норма для двухслойного геокомпозита			
	10/200	10/300	20/100	40/250
Геокомпозит	10/200	10/300	20/100	40/250
Тип продукта	Геокомпозит: геосетка+фильтрующий геотекстиль			
Состав сырья	ПЭВП/Полиэфир или полипропилен UV стойкий			
Ширина ,см	До 2,5			
Толщина при нагрузке 2,0 кПа, мм	6,0	6,4	5,0	6,0
Разрывная нагрузка, не менее кН/м	22,0	24,0	20,0	40,0
Водопроницаемость л/мс				
При 20 кПа	1,5	1,2	1,7	1,5
При 100 кПа	1,15	0,8	1,15	1,25
При 200 кПа	0,8	0,5	1,0	1,0
Фильтрующий геотекстиль				
Поверхностная плотность, г/м	200	300	100	250
Водопроницаемость , м/с	0,1	0,035	0,07	0,05

В составе геомодуля из трехслойного геокомпозита [3] геосетка и геосинтетический материал с двух сторон. При его использовании обеспечивается фильтрующее действие, а также дренаж и распределение нагрузки на грунтовое основание. Характеристики материала см. таблицу 2 .

Таблица 2

Физико-химические свойства трехслойного геокомпозита

Наименование показателя	Норма для трехслойного геокомпозита	
	10/200	10/300
Геокомпозит	10/200	10/300
Тип продукта	Геокомпозит: геосетка+фильтрующий геотекстиль с двух сторон	
Состав сырья	ПЭВП/Полиэфир или полипропилен UV стойкий	
Ширина ,см	До 2,5	
Толщина при нагрузке 2,0 кПа, мм	7,0	7,8
Разрывная нагрузка, не менее кН/м	26,0	30,0
Водопроницаемость л/мс		
При 20 кПа	1,1	0,9
При 100 кПа	0,9	0,65
При 200 кПа	0,6	0,3
Фильтрующий геотекстиль		
Поверхностная плотность, г/м	200	300
Водопроницаемость , м/с	0,1	0,035

Технология укладки геобоксов:

1. Модуль нужного размера и конфигурации, натянутый и закрепленный на каркасе из профилированных труб, укладывается на рабочую поверхность вручную.

2. Ячейки геомодуля экскаватор заполняет грунтом

3. Затем каркас снимается, срезаются крепления геомодуля.

Проектная документация на разработку карьера является важным документом [4]. При проектировании объектов ТЭК вопрос точности подсчета особо актуален [5]. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность объекта [6], и безусловно является основополагающим документом для применения геомодулей.

Для монтажа геомодулей применяют специальные рамы, с помощью которых процесс установки и заполнения модуля грунтом значительно ускоряется. Одну раму можно использовать для установки не менее 400 геобоксов.

Погодные условия не влияют на монтаж геобоксов, их можно устанавливать круглогодично. Геобоксы являются универсальной конструкцией, т.к. их можно комбинировать с различными типоразмерами, другими материалами и изделиями, возможна укладка в несколько рядов и слоев.

В нефтегазовом комплексе геобоксы применяют при сооружении вдоль-трассовых проездов нефте- и газопроводов. При этом сокращаются их сроки строительства, понижается стоимость работ, повышается качество дорожного покрытия. Внедрение в строительство дорог новых технологий по укреплению полотна – это наиболее правильный путь развития в данной отрасли [7].

Библиографический список

1. Справочная энциклопедия дорожника. Том 1. Строительство и реконструкция автомобильных дорог / А.П. Васильев, Б.С. Марышев, В.В. Силкин и др, под ред. А. П. Васильева / - М.: Информавтодор, 2005.

2. СП 78.13330.2012 Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 3.06.03-85. М.: Минрегион России, 2013

3. Технические условия ТУ 8397-001-88914050-2009

4. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.

5. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

6. Койнов Н.И., Коркишко А.Н., Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации // В сборнике: Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии - 2016 Сборник материалов международной научно-практической

конференции: в трех томах. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет». 2016. С. 182-187.

7. Ахметшина А.Р., Коркишко А.Н., Применение геотекстиля в дорожном строительстве // В сборнике: Наука сегодня: проблемы и перспективы развития материалы международной научно-практической конференции: в 2 частях. Научный центр «Диспут». 2016. С. 18-19.

Системы обнаружения утечек нефти из трубопровода

Раховецкий Г.А., Огороднова Ю.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день самой крупной катастрофой в истории мировой нефтедобычи является авария на буровой платформе компании BP в Мексиканском заливе. В результате катастрофы в акваторию попало около 5 миллионов баррелей сырой нефти, погибло 11 человек и нанесен непоправимый урон экосистеме мирового океана. На территории Российской Федерации так же известны крупные аварии в результате нефтедобычи и при транспортировке нефтепродуктов, но самое страшное, что суммарные потери нефти при транспортировке в России по данным НП "Центр экологии ТЭК" составляют около 150 миллионов баррелей в год, что в 30 раз превышает масштабы аварии в Мексиканском заливе.

Основным источником утечек нефти является трубопроводный транспорт. Причинами аварий на «трубе» в первую очередь является ветхое состояние основного баланса трубопроводов, а также механическое повреждение труб в результате несогласованного действия строительно-монтажных организаций и несанкционированных врезок в нефтепроводы [1].

Какими бы не были причины утечки нефти, основной задачей организации, обслуживающей нефтепровод, является обнаружение места утечки в максимально быстрые сроки, а также своевременное обнаружение потенциально опасных участков нефтепровода и проведение ремонта. Для этого на участках трубопровода необходимо применение систем обнаружения утечек (далее СОУ) [2]. Рынок предложения данных систем на сегодняшний день достаточно велик, но наиболее «полезными» являются СОУ работающие в автономном режиме и способные передавать данные о состоянии трубопровода в режиме реального времени. Принцип обнаружения утечки в данных системах, как правило, основывается на следующих параметрах [3]:

1. изменение давления в трубопроводе;
2. изменение расхода;
3. инфразвуковые данные.

Принципиальная схема автоматизированной СОУ включает в себя следующие блоки [4]:

Таблица 1

Основные рабочие блоки СОУ

Блок сбора данных	Блок транспортировки данных	Блок анализа и вывода данных
<p>Включает в себя датчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> — расхода; — давления; — температуры; — контроллеры; — систему автономной работы. 	<p>Может быть исполнен в виде:</p> <ul style="list-style-type: none"> — оптоволоконного канала связи; — радиоканала (GPRS); — канала телемеханики; — телефонной линии; — физической двухпроводной линии; — УКВ радиоканала; — спутникового канала. 	<p>Представляет собой программно-вычислительный комплекс, с адаптированной математической моделью под каждый объект, а также средства вывода обработанных данных оператору в режиме реального времени.</p>

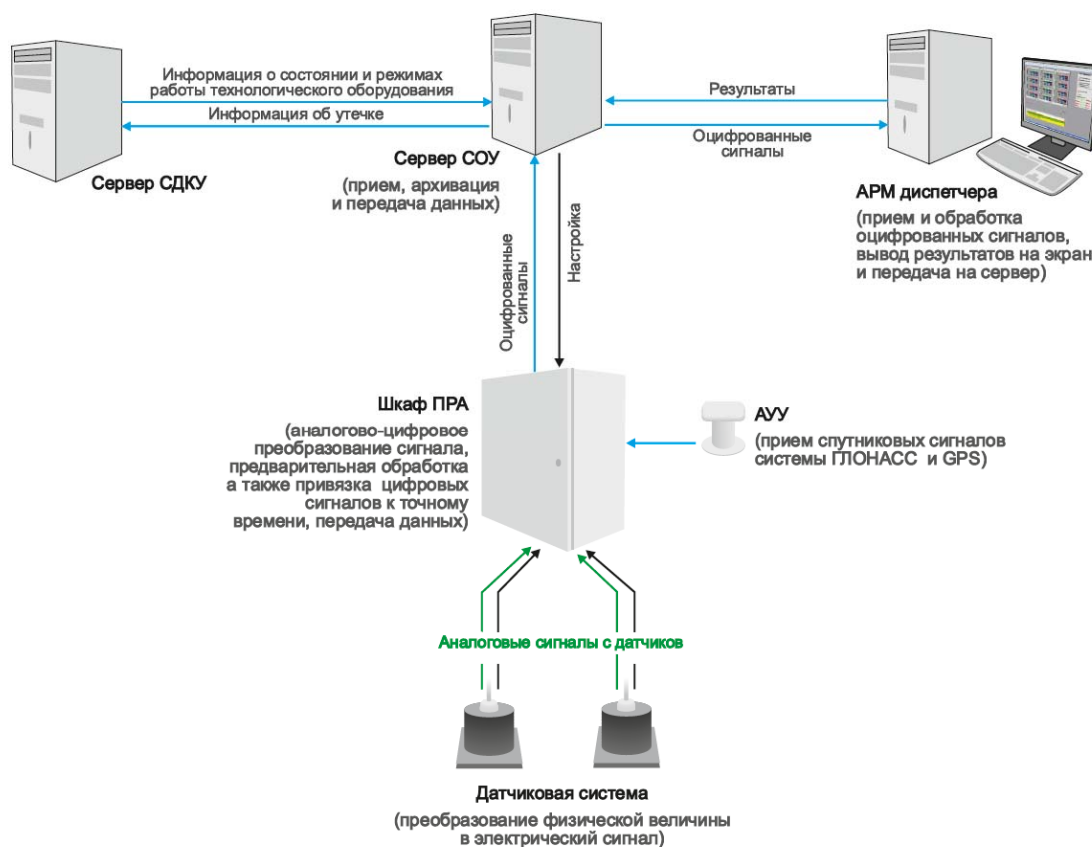


Рисунок 1. Схема работы СОУ

Проанализировав российских производителей СОУ таких как: LeakSPY (ООО «Энергоавтоматика»), инфразвуковая система мониторинга трубопроводов «ИСМТ» (НПФ «ТОРИ»), WaveControl (ООО «Эл Би Скай Глобал»), можно сделать вывод об основных технических возможностях данных систем [5]:

– Минимальная потеря «срабатывания» от общего расхода в трубопроводе составляет 0,3-3%, зависит в первую очередь от типа установленных датчиков (как правило – ультразвуковых расходомеров), первичной настройки чувствительности системы во избежание ложных срабатываний, по причине нестабильности расхода и давления в трубопроводе [6].

– Погрешность определения координаты места аварии или несанкционированной врезки колеблется в пределах 10-400 м, зависит от типа и количества установленных датчиков. Наибольшую точность показывает инфразвуковая система мониторинга, основанная на анализе инфразвуковой волны, проходящей через стенку трубы [7].

– Скорость обнаружения аварии может составлять от 30 секунд до нескольких минут. На скорость срабатывания системы влияет масштаб аварии, ее удаленность, способ передачи и обработки данных.

Возвращаясь к поставленной в начале проблеме масштаба аварий на нефтепроводах, встает вопрос на сколько обширно применяются СОУ нефтедобывающими и транспортирующими компаниями. На сегодняшний день применение СОУ регламентируется на уровне внутренних РД и Федеральным законом «Технический регламент «О безопасности магистральных трубопроводов для транспортировки жидких и газообразных углеводородов». Применение данных систем требует значительных капиталовложений, так, например, стоимость одного комплекта ультразвукового расходомера составляет около 55 тысяч долларов. Поэтому на сегодняшний день данные системы применяются только на магистральных, вновь строящихся трубопроводах, при этом имеется значительный объем ветхих магистральных трубопроводов и сети технологических нефтесборов не имеющих данных систем, представляющих большую аварийную угрозу. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность и социальную значимость проекта, на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых ресурсов [11, 12].

Библиографический список

1. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. -122с.
2. Рахматуллин Ш.И., Гумеров А.Г., Коркишко А.Н., Захаров Н.П., Карамышев В.Г., Способ обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 83-88.

3. Рахматуллин Ш.И., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Математическое моделирование истечения жидкости при аварийном разрыве трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 3. С. 133-136.

4. Султанов Р.Г., Карамышев В.Г., Файзулин Р.Н., Коркишко А.Н., Определение места повреждения участка трубопровода с температурной неоднородностью // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 54-59

5. Коркишко А.Н., Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Локация утечек нефти, нефтепродуктов и нестабильных углеводородных жидкостей на магистральных трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 142-147.

6. Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Об оценке коэффициента расхода жидкости через аварийные щели по экспериментальным данным проликов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 106-108.

7. Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Коркишко А.Н., Султанов М.Х., Расчет истечения жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода в неквадратичной области гидравлического сопротивления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 135-140.

8. Глущенко Н.В. Организационно-правовые и технические аспекты обнаружения утечек нефти в магистральных трубопроводах / Н.В. Глущенко, Р.А. Шестаков, Д.Н. Комаров Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. - №2. С.34-38

9. Мишкин Г. Б. Краткий обзор систем обнаружения утечек российских производителей // Молодой ученый. — 2011. — №2. Т.1. — С. 41-47.

10. Забело Е. Нефтяные слезы России: аварии на нефтепроводах провоцируют рак [Электронный ресурс]
<http://www.rbc.ru/economics/10/04/2012/5703f5c09a7947ac81a66c05>

11. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

12. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации // Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Использование беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для мониторинга за магистральными трубопроводами

Романенко К.Д., Крижановская Т.В.

Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень

Нефтяная отрасль является одной из важнейших и значимых в экономике современной России. Страна занимает лидирующие позиции по добыче нефти и природного газа, а также является одним из главных экспортеров вышеуказанных полезных ископаемых. Принимая во внимание данный факт, можно сказать, что любой сбой в добыче либо поставке данных ресурсов негативно отразится на финансовом состоянии страны в целом.

В современных условиях применение инновационных способов мониторинга за магистральными трубопроводами является одной из возможностей предупреждения чрезвычайных ситуаций, которые могут повлечь за собой как финансовые потери, так и экологические проблемы [1].

Надежность и безопасность работы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и продуктопроводов, сжиженных углеводородного газа являются одним из важнейших требований, предъявляемых к ним при эксплуатации [2]. Для эффективного управления рисками и обеспечения работоспособного состояния магистральных нефтепроводов на протяжении всего срока эксплуатации необходим постоянный контроль за техническим состоянием и своевременный ремонт. Оперативную оценку состояния трубопровода можно сделать лишь на основе данных, полученных дистанционными методами, таких как использование различных параметрических систем и аэрофотосъёмка. В свою очередь более полную информацию предоставляет второй вариант, так как предоставляет информацию не только в контрольных точках, а по всей трассе целиком.

БПЛА позволяют решить следующие задачи:

- Обнаружение производства несанкционированных работ в охраняемых зонах;
- Контроль экологического состояния окружающей среды вдоль магистралей нефтепровода;
- Выявление нарушений технического состояния трубопровода;
- Мониторинг околотрубного пространства для составления карт грунтов, зон подтоплений, обводнённых участков и др.;
- Анализ участков перехода магистралей через водные преграды, а также через автодорожные и железнодорожные переходы;
- Контроль за ходом выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ;
- Оперативная координация действий наземных групп

Для повышения надёжности решения задач диагностики объектов целесообразно использование нескольких видов съёмки. Комбинирование видео и фотосъёмки предоставляет более полную информацию о состоянии магистрали нефтепровода.

Так, с помощью видеосъёмки, можно провести оперативное визуальное обследование около трубной обстановки.

Фотосъёмка, в свою очередь, позволяет заблаговременно определить наличие коррозии объекта, и не допустить экологических проблем и финансовых потерь. В настоящее время вопрос, как самой локации (обнаружения) утечки, так и оценки количества вытекающей жидкости при аварии является крайне актуальным [3, 4, 5]. Но, если, все-таки, произошла утечка нефти, а на простом снимке её не видно, то БПЛА в своем распоряжении имеет такое навесное оборудование, как инфракрасная камера, которая показывает наличие утечки, в том числе под снегом.

Причинами возникновения различных температурных показаний на земной поверхности, связанных с наличием магистральных трубопроводов и динамикой их состояния, являются:

- различие в интенсивности поглощения солнечной радиации материалом самого зондируемого объекта и покрывающего его грунта;
- различие свойств грунта на трассе трубопровода или в районе расположения подземного хранилища по сравнению со смежными участками почвы;
- передача тепла от подповерхностного объекта поверхностному слою почвы;
- различие в характере растительности в районе расположения объекта техносферы. Это и фиксирует инфракрасная съёмка.

Таким образом, можно выделить следующие преимущества:

- Оперативность: информация с борта БПЛА поступает на станцию управления, ПДС ЦЭРТ, ЦИТС в режиме реального времени, что позволяет своевременно реагировать на обнаруженные нарушения
- Безопасность: Позволяет проводить контроль трубопроводов в отдаленных, труднодоступных местах, в местах нахождения хищников, медведей.
- Осложненные условия: навесное оборудование позволяет производить облёты в тёмное время суток (ночь) и в условиях недостаточной видимости (облачность, туман, незначительный дождь, снегопад). По метеоусловиям полеты не осуществляются около 30 дней в году (8,2% общего времени).
- Возможность документального подтверждения выявленных фактов: информация с борта БПЛА хранится на общем сетевом ресурсе в электронном виде (фото- видео материалы).

Подводя итог, можно сказать, что БПЛА способны в настоящее время качественно дополнить, а в некоторых случаях и полностью заменить существующую концепцию контроля объектов наземной инфра-

структуры; преимущество БПЛА заключается в большей информативности, объективности, достоверности получаемой информации и меньших затратах на производство работ.

Библиографический список

1. Айроян З.А., Коркишко О.А., Сухарев Г.В., Мониторинг магистральных нефтепроводов с помощью беспилотных летательных аппаратов // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

2. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. -122с.

3. Коркишко А.Н., Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Локация утечек нефти, нефтепродуктов и нестабильных углеводородных жидкостей на магистральных трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 142-147.

4. Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Об оценке коэффициента расхода жидкости через аварийные щели по экспериментальным данным проливок // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 106-108.

5. Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Коркишко А.Н., Султанов М.Х., Расчет истечения жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода в неквадратичной области гидравлического сопротивления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 135-140.

6. Корвяков П.В., Лазутин В.А., Огороков Ю.А. Результаты практических работ по мониторингу объектов транспортировки газа с использованием малоразмерных низкобюджетных беспилотных летательных аппаратов // Материалы международной конференции "Вопросы создания и применения гражданских беспилотных систем". М.: Экспоцентр.27.01.2009. URL : uvs-international.org/wp-content/uploads/add_from_server/phocadownload/02_2cca_UVS-Tech-2009_Presentations_PvB-130318/Gazprom-Space-Systems_Russia_1.pdf

7. Никитова А.К., Ключков В.В. БПЛА в топливно-энергетическом комплексе и экологическом мониторинге // Научная электронная библиотека, 2013, №2. URL: elibrary.ru/item.asp?id=18863722

8. Зубкова Е. Пролетая над нефтепроводом // Аналитика - Нефть и Газ, 2015. URL: energyland.info/analytic-show-135522

9. ZALA Aero Group Беспилотные системы. URL: zala.aero.

10. Компания «Съемка с воздуха». URL : съемкасвоздуха.рф

11. Unmanned Беспилотные системы. URL: unmanned.ru.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Строительство нефтесборных сетей на мерзлых грунтах

Чертков П.Ю., Огороднова Ю.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В нефтяной отрасли большое значение имеют вопросы строительства промышленных сооружений в сложных природно-климатических и инженерно-геологических условиях [1]. А также качественное функционирование систем транспортировки сырья, для поддержания непрерывной деятельности технологической системы предприятия.

Вечномерзлыми грунтами являются такие грунты, в составе которых имеется лед, и они имеют отрицательную температуру в течение трех и более лет. Данный грунт структурно не устойчив, из-за сезонного оттаивания, в итоге происходит нарушение природной структуры [2]. А при промерзании оттаявшего грунта, зачастую происходит его пучение. Над толщей вечномерзлого грунта, находится деятельный слой, который ежегодно промерзает и оттаивает.

Строительство в данных условиях является не простой задачей, проектирование фундамента должно осуществляться с учетом процессов в деятельном слое грунта, а также слое вечномерзлого грунта. Основной проблемой данного основания, является изменчивость несущей способности в широких диапазонах. В зимний период, при отрицательных температурах, грунты основания могут воспринимать достаточно большие нагрузки, а в летнее время, период сезонного оттаивания, грунт разжижается, и несущая способность существенно падает. А последующее замерзание, приводящее к пучению, может разрушить конструкцию трубопровода. Таким образом необходимо принять защитные меры, конструктивного и технологического характера.

На данных грунтах возможно строительство по двум конструктивным схемам, это подземная прокладка и надземное строительство.

В зимнее время данные грунты обеспечивают возможность использования любой строительной техники, как и в нормальных условиях. А в летний период, с наступлением положительной температуры, работы по линейной части трубопровода прекращаются, либо ведутся с помощью технологий строительства трубопровода в заболоченной местности.

Схема, с помощью которой происходит подземная прокладка трубопровода, осуществляется в зимний период. Трубопровод укладывается в заранее подготовленную траншею и закрепляется с помощью анкеров, или навешиваются специальные утяжелители, для закрепления трубопровода в проектном положении. Анкеры или утяжелители ограничивают трубопровод от вертикальных перемещений, так как на трубопровод действует выталкивающая сила. В условиях крайнего севера и малодоступные регионы, когда доставка грузов осуществляется на большие расстояния, применение

утяжелителей не рационально, так как их масса достаточно велика, и доставка требует большого количества дополнительной техники. Так же при использовании утяжелителей не редко случается, что они скатываются с труб, тем самым приводя к всплытию нефтепровода. Изменчивость физико-механических характеристик грунтов оказывает значительное влияние на условия работы нефтепровода. Таким образом, положительная температура перекачиваемой нефти будет оказывать непосредственное тепловое воздействие на грунты, что приведет к оттаиванию вечномерзлого грунта, так называемому растеплению, из-за которого несущая способность становится крайне низкой. Из-за этого нефтепровод может потерять устойчивость и разрушиться потому, что нефтепровод — это линейное сооружение условия работы, которого по его длине будут существенно отличаться даже при однородном типе мерзлоты. Уменьшение теплового воздействия возможно с помощью различных видов теплоизоляционных материалов таких как пенополиуретан, пенополистирол, а также по трубопроводу с заполнением межтрубного пространства типа «труба в трубе».

Альтернативным способом является надземная прокладка нефтепровода на опорах с обычной теплоизоляцией. Для строительства надземного нефтепровода устанавливаются опоры, сваи которых устанавливаются в вечномерзлом грунте. Расстояние между опорами нефтепровода определяется расчетным способом. Для восприятия продольных усилий, возникающих в нефтепроводе из-за изменения температуры, через расчетное расстояние предусматривают компенсаторы и определяют места установки скользящих и анкерных опор, воспринимающих различные силы, действующие на нефтепровод и обеспечивают его устойчивость на трассе. Строительство линейной части нефтепровода осуществляется в зимний период, когда грунт находится в прочном не растепленном состоянии. И только в зимний период возможно перемещение обычной строительной техники, а именно трубоукладчиков, турбовозов, бурильных машин и др. Расстановка строительных машин такая же, как при осуществлении строительных и монтажных работ в обычных условиях. Доставка материалов и перебазировка техники осуществляется по зимнику. Таким образом, надземная прокладка нефтепровода наиболее актуальна потому, что оказывает меньшее влияние на грунты в условиях вечной мерзлоты. Так же при выборе схемы прокладки трубопровода проектная организация должна учитывать такие факторы как целесообразность, долговечность принятого технического решения, учитывать рельеф местности, характером грунта, уровень грунтовых вод, уклоном нефтепроводов, диаметр труб, их количество и протяженность [3, 4].

Правильно принятые технические решения, связанные с безопасной эксплуатацией трубопроводов системой обнаружения утечек [5, 6], антикоррозионной защитой, электрохимической защитой и качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность объекта, на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых ресурсов [7].

Библиографический список

1. Чертков П.Ю., Коркишко А.Н. Применение жидко-керамической теплоизоляции на объектах нефтедобычи. Инженерный вестник Дона. 2016. №4.
2. Коркишко А.Н., Гарбузенко А.О. Полиэтиленовые оболочки в стальных трубопроводах // Проблемы эксплуатации систем транспорта. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2009. С. 159-159.
3. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. -122с.
4. Рахматуллин Ш.И., Гумеров А.Г., Коркишко А.Н., Захаров Н.П., Карамышев В.Г., Способ обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 83-88.
5. Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Об оценке коэффициента расхода жидкости через аварийные щели по экспериментальным данным проликов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 106-108.
6. Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Коркишко А.Н., Султанов М.Х., Расчет истечения жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода в неквадратичной области гидравлического сопротивления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 135-140.
7. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Системы обеспечения безопасности на промысловых трубопроводах

Шитарёв В.А., Крижанивская Т.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Промысловые трубопроводы являются основным средством осуществления комплекса технологических и технических мероприятий по добыче из недр и доставке нефти и газа, поддержанию энергетической безопасности страны и обеспечению экологической безопасности населения, охране объектов окружающей среды.

Так как промысловые трубопроводы подвержены не только внешним агрессивным воздействиям, но и особенностью их применения, существуют

различные методы обеспечения безопасного и работоспособного состояния промышленных трубопроводов. Все методы можно разбить на 2 типа: 1- проектные методы; 2 – эксплуатационные методы.

Проектным способом обеспечения безопасности являются разделение трубопроводов по классам в зависимости от рабочего давления (*V* классов) и диаметра трубопроводов (*III* класса), по категориям в зависимости от назначения (*IV* категории), в результате чего производится грамотное проектирование данных объектов [1].

При выборе метода защиты трубопроводов от внешнего воздействия необходимо знать способ прокладки трубопроводов [2]. Так при прокладке промышленных трубопроводов подземным способом на заболоченной местности, необходимо предусматривать не только антикоррозионную защиту и прокладку ниже глубины промерзания, но и устройство пригрузов, которые препятствуют всплытию трубопроводов. При наземном способе с последующей отсыпкой насыпи и надземном способе на опорах требуется дополнительное утепление трубопроводов по всей длине.

Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность и безопасность объекта [3]. При проектировании выполняются следующие расчеты [4]: расчет диаметра трубопровода, расчет на прочность трубопровода в зависимости от рабочего давления, расчет количества компенсаторов, расчет на прочность соединений трубопроводов, что способствует обеспечению надежности эксплуатации трубопроводов.

Для уменьшения коррозии внутренней поверхности трубопроводов в проекте на участках трубопроводов устанавливают специальные станции по добавлению ингибиторов - веществ, подавляющих или задерживающих течение физиологических и физико-химических (главным образом ферментативных) процессов. Также, для своевременного выявления протечек на трубопроводе устанавливают систему обнаружения утечек, интегрированную в систему управления трубопровода.

Далее рассмотрим эксплуатационные методы обеспечения безопасности.

В процессе эксплуатации образование дефектов трубопроводов вызвано различными факторами, как прогнозируемыми (внутренняя коррозия трубопроводов), так и случайными (например, повреждение трубопровода сторонними лицами и т.д.). Для обеспечения надежности трубопроводов необходим периодический контроль их параметров как конструктивных, так и функциональных (в процессе эксплуатации).

Выделяют следующие дефекты трубопроводных конструкций:

- дефекты труб – изначально возникают из-за применения сырья с дефектом, расслоение материала, вмятины, коррозионные каверны, стресс-коррозионные трещины, эрозионный износ, царапины и так далее;
- дефекты сварных соединений - отклонения формы и размеров сварных швов, дефекты макро- и микроструктуры, деформация и коробление сварных конструкций;

– дефекты изоляции – нарушение сплошности; адгезия; заниженная толщина; гофры; морщины; задиры; царапины; проколы.

Данные дефекты возникают как в результате несовершенства технологии изготовления труб, износа строительных конструкций, так и в результате некачественного выполнения строительно-монтажных работ. При игнорировании выявленных дефектов могут произойти сбои в транспортировке продукции, вплоть до отказа работы участков трубопроводов.

Для выявления вышеперечисленных дефектов необходимо проведение диагностических обследований трубопроводов не реже 1 раза в 12 месяцев на отключенном оборудовании. При техническом диагностировании производится комплекс работ средствами визуально-инструментального контроля и ультразвукового контроля [4, 5, 6]. В результате обследования выявляются дефекты и нарушения строительных норм и правил, места протечек, выполняются поверочные расчеты с выявленными дефектами, определяется степень износа конструкций, вследствие чего применяется комплекс работ по их устранению – ремонтные работы [7, 8].

Таким образом, для обеспечения безопасности промышленных трубопроводов необходимо следующее:

1. Установить на трубопроводе систему обнаружения утечек, интегрированную в систему управления трубопровода [9,10].
2. Выполнение грамотного проектирования промышленных трубопроводов и сопутствующих расчетов.
3. Заложение в проект методов антикоррозионной защиты промышленных трубопроводов и способов защиты от внешних агрессивных воздействий окружающей среды.
4. Проведение диагностических обследований трубопроводов не реже 1 раза в 12 месяцев для выявления эксплуатационных дефектов и своевременного их устранения.

Библиографический список

1. ВСН 51-3-85. Проектирование промышленных стальных трубопроводов. – Москва, 1985. – 116 с.
2. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Справочник мастера-строителя магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
3. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.
4. Мустафин Ф.М. Промысловые трубопроводы и оборудование. - М.: Недра, 2004. – 664 с.
5. Шиц Е.Д., Очнев А.А. Неразрушающий контроль промышленных трубопроводов // Наука, техника и образование, 2015, №12 (18). - Москва, 2015. С 89-91.

6. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. - 122с.

7. Султанов Р.Г., Карамышев В.Г., Файзулин Р.Н., Коркишко А.Н., Определение места повреждения участка трубопровода с температурной неоднородностью // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 54-59

8. Коркишко А.Н., Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Локация утечек нефти, нефтепродуктов и нестабильных углеводородных жидкостей на магистральных трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 2. С. 142-147.

9. Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Об оценке коэффициента расхода жидкости через аварийные щели по экспериментальным данным проликов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 106-108.

10. Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Коркишко А.Н., Султанов М.Х., Расчет истечения жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода в неквадратичной области гидравлического сопротивления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 135-140.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

**Оптимизация управления проектом обустройства (строительства)
объектов эксплуатации южного месторождения.
Кусты скважин №№5,7,10. Куст скважин №5**

Тесля А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Управление проектами – это деятельность, направленная на достижение целей и задач с максимальной эффективностью при правильном распределении объема работ, времени и ресурсов [4].

Основные этапы управления проектами:

- Прогнозирование и оценка результатов;
- Планирование;
- Управление ресурсами;
- Стимулирование и контроль;
- Оперативное управление.

Управление проектами предполагает создание календарного плана, назначение руководителя проекта и проектной группы, исполнение и контроль исполнения работ проекта [5].

Принципы управления проектами:

1. Метод сетевого планирования и управления. С помощью графических схем можно соблюдать последовательность рабочих процессов с максимальной увязкой. С помощью диаграмм, графиков и таблиц легко обнаружить отклонения от запланированной траектории реализации проекта.

2. Метод линейных графиков. Метод более простой, представлен в виде графика в двух измерениях: горизонталь – время, вертикаль – вид работ. Данный метод позволяет соблюдать сроки, но не показывает взаимосвязи между этапами проекта.

Оптимизация управления проектом – это метод усовершенствования проекта. Оценить эффективность оптимизации можно с помощью сравнения исходных показателей с итоговыми показателями.

Оптимизацию можно проводить:

– После создания календарного плана и назначения ресурсов на работы;

– В процессе выполнения проекта.

Южное месторождение – это нефтяная выработка, которая была открыта в 1986 году, а введена в промышленную эксплуатацию с 1991 г. Располагается в Нижневартовском районе в 45 км от районного центра, что упрощает обслуживание. Географически Южное месторождение относится к Вартовскому нефте- и газоносному району. Обеспечение возможно по железной дороге Тюмень-Тобольск-Сургут-Нижневартовск, а зимой обслуживается благодаря временной дороге-зимнику. По величине запасов нефти относится к средним, по геологическому строению – к сложным.

Южное месторождение – одна из многих углеводородных выработок, которую обслуживает «Газпромнефть-Хантос». В Ханты-Мансийском округе данное месторождение - главный крупный добытчик. Благодаря активному внедрению новых технологий, прогрессивных методов добычи и постоянной модернизации оборудования, обслуживающая компания добивается ускорения процессов выработки и регулярного прироста добычи.

Целью оптимизации управления проектом является повышение управляемости за счет изменения параметров проекта, таких как:

– оптимизация технических решений [6];

– проект организации строительства [7];

– стоимость;

– сроки;

– ресурсы.

Задачи оптимизации управления проектом:

1. Следует усовершенствовать организационно-технологические и экономические составляющие.

2. Необходимо наделить эти составляющие свойством многовариантного выбора управленческого решения и сориентировать его на оценку долгосрочных проектов по чистому доходу с учетом волатильности параметров.

3. Построение графика строительно-монтажных работ на основе сметных трудовых ресурсов, определения необходимой численности рабочих и сроков строительства.

Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность проекта, на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых ресурсов [8].

Библиографический список

1. Султанова Е. А. Алгоритм оптимального расписания строительства группы объектов/Уфа, Издательство УГНТУ, 2004, с. 25-26.

2. Мещанинов И.Ю. Совершенствование модели поиска оптимальной очередности освоения объектов. Доклады 66-й научной конференции профессоров, преподавателей, научных работников и аспирантов университета/Санкт-Петербургский госуд. архит.-строит. ун-т. - В 5 ч. 4.1 -СПб., 2009. СС. 176-179.

3. http://mklogistic.ru/ujnoe_mestorojdenie.

4. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (ВМ-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

5. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

6. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

7. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

8. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Крижановская Т.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Управление сложными инвестиционно-строительными проектами в современных условиях на примере обустройства объектов Новопортовского месторождения. Газотурбинная электростанция

Труфанова В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Газовые турбины известны давно, однако их широкое использование началось лишь недавно. Дело в том, что газовая турбина - это основа развития энергетического комплекса равнинных территорий, богатых такими природными ископаемыми, как нефть и газ. Газотурбинные электростанции позволяют избежать дефицита энергетических мощностей, обеспечивая стабильное энергоснабжение объектов проекта и повышая его промышленную безопасность. Таким отличным решением для оператора проекта – компании «Газпром нефть Новый порт» стала газотурбинная электростанция на Новопортовском месторождении. После завершения строительства ГТЭС Нового порта станет одной из крупнейших на полуострове Ямал, что позволит обеспечить электроэнергией инфраструктуру по добыче и транспортировке нефти нового сорта Novy Port [1].

Это месторождение является одним из самых крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений на полуострове Ямал. Оно расположено за Полярным кругом, то есть географически отдалено от промышленной инфраструктуры. Сложностью являются и очень суровые климатические условия.

Нынешнюю экономическую ситуацию в Российской Федерации нельзя назвать благоприятной. Стоимость нефти - главный фактор, влияющий на экономику, так как курс рубля, ориентированный на нефть, нестабилен. Именно поэтому сейчас очень важен не только своевременный ввод объектов нефтедобычи в эксплуатацию, но и рациональное использование финансов.

Именно поэтому темой моей ВКР является «Управление сложными инвестиционно-строительными проектами в современных условиях на примере обустройства объектов Новопортовского месторождения. Газотурбинная электростанция».

Цель моей работы – оптимизировать организационно-технические решения, которое обеспечит эффективное использование материально-технических ресурсов с максимальным сокращением сроков выполнения работ.

Обустройство объектов нефтегазоконденсатных месторождений представляет собой сложный процесс с множеством составляющих. В строительной отрасли можно выделить несколько основных особенностей возведения объектов, которые обуславливают производство:

– денежные средства и условия их вложения: финансирование должно быть рациональным;

- множество производственных процессов: большое количество организаций;
- безопасность: Построенные объекты должны быть не только экологически чистыми, но и надежными.
- технологичность строительных конструкций [3].
- максимальное применение блочно-модульного строительства [4].

Ямал действительно очень богат природными ресурсами, однако существует ряд условий, которые ведут к удорожанию обустройства нефтегазоконденсатных месторождений.

Самым сложным условием является удаленность месторождения, в связи с этим возникает проблема сложности мобилизации технических и людских ресурсов, так как транспортировать технику можно только по зимним автодорогам (зимний период времени). Кроме того, инженерную подготовку можно вести только в зимний период (летом категорически запрещено), это связано с условиями многолетнемерзлых грунтов.

Это влечет за собой ограничения по срокам строительства. Вследствие этого обустройство месторождений требует больших финансовых вложений. Сложность многих обстоятельств, при обустройстве месторождений неизбежны, поэтому возникает понятие управления сложными строительно-инвестиционными проектами [5].

Управление проектами - принятие ключевых решений с наименьшими капиталовложениями. То есть объектом инвестиционно-строительного процесса является инвестиционный проект [2].

Для оптимизации проекта необходимо выполнить следующие задачи:

- изменить технические решения
- скорректировать ПОС на основании трудоемкости
- уменьшить стоимость

Таким образом, весь инвестиционно-строительный процесс представляет собой целый механизм взаимоотношений, взаимодействий внешнего мира и самого инвестиционного процесса. Несогласованные действия участников производства могут привести к увеличению продолжительности строительства, а также отрицательно повлиять на качество выполняемых работ, а значит, привести к удорожанию и срыву сроков ввода объектов в эксплуатацию [6].

В связи с этим в выпускной квалификационной работе произвожу оптимизацию проекта на примере газотурбинной электростанции.

Библиографический список

1. <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1106575/>
2. Хотынец А.А., Цзян Д.В., Талеугали Н.Д. Основы управления инвестиционно-строительными проектами. Интеграция в инвестиционно-строительном комплексе // Молодой ученый. – 2015. – №21. – С. 496-498.

3. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

4. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

5. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

6. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

7. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

Научный руководитель: Сайфутдинов М. И., канд. техн. наук, лидер функции капитальное строительство ПАО «Газпром нефть», заместитель генерального директора по капитальному строительству ООО «Газпромнефть-Развитие».

Экспертиза проектной документации объектов нефтедобычи

Фокина О.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительная отрасль развивается и видоизменяется вместе с человеческим обществом. В независимости от эпохи потребность в рабочих кадрах сферы строительства ощущается во все времена [1]. Так как процесс создания, реконструкции объекта или сооружения включает в себя широкий спектр работ, а именно организацию и управление, инженерные изыскания, проектирование, осуществление строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

Для осуществления строительных проектов требуется специальная документация, на основании которой должна проводиться работа специалистов. Ее структура, а также порядок утверждения определены законодательно – на уровне федеральных нормативных актов. Главный элемент соответствующего комплекта источников – проектная документация, которая раскрывает сущность проекта, и содержит обоснование его целесообразности и реализуемости. Она обеспечивает экономичное строительство, закладывает в расчеты основы прогрессивных методов.

Согласно Постановлению № 87 проектная документация состоит из 12 разделов, в которые входят как текстовые, так и графические материалы, предназначенные для определения перечней планировочных, архитектурных, технологических, конструктивных, инженерных решений, используемых в рамках реализации строительного проекта, а также формируется сводный сметный расчет, дается общая характеристика объекта строительства. [2]

Качество проектной документации заключается в использовании современных нормативных баз и СНиП, принятии нестандартных конкурентоспособных инженерных решений, а также снижение затрат на разработку проектной документации.

Согласно статье 49 Градостроительного кодекса Российской Федерации проектная документация должна проходить государственную или негосударственную экспертизу по определенным объектам.

Экспертиза – это обязательный этап инвестиционного процесса в строительстве, она проводится в соответствии с требованиями, указанными на Рисунке 1 для предотвращения строительства объектов, наносящих ущерб гражданам, и не соблюдающих требованиям социально-экономической и природоохранной политики.

Сроки проведения комплексной государственной экспертизы проектов строительства принимаются в зависимости от трудоемкости экспертизы и, как правило, не должны превышать 45 дней. В отдельных случаях, при рассмотрении проектов строительства особо крупных и сложных объектов, указанный срок может быть увеличен по решению руководства экспертного органа.



Рисунок 1. Предмет экспертизы

Проведение негосударственной экспертизы проектной документации существенно ускоряет сроки, а в ряде случаев снижает стоимость экспертных работ, ускоряет сроки получения разрешения на строительство.

Объекты добычи нефти и газа, включая бурение, относятся ко II, III, IV классу опасности, в зависимости от объема выброса продукции с содержанием сероводорода.

Существует ряд объектов, которые являются перспективными для проведения негосударственной экспертизы проектной документации:

- линии электропередачи и иные объекты до 330 кВ;
- опасные производственные объекты трубопроводы III класса опасности, IV класса опасности, не подлежащие регистрации в государственном реестре в соответствии с законодательством РФ о промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- внутрипромысловые автодороги;
- мостовые переходы с пролетами менее 100 м;
- объекты капитального строительства, предназначенные для осуществления производственной деятельности, для которых требуется установление санитарно-защитных зон (РММ, склады, АБК, операторные, столовые, общежития), иные объекты, не относящиеся к особо опасным, технически сложным и уникальным объектам. [3]

Опасные производственные объекты нефтедобычи, требующие прохождение экспертизы промышленной безопасности проектной документации:

- Нефте- и газоперерабатывающие производства;
- Подземные хранилища газа, нефтяные шахты, буровые установки;
- Объекты добычи и комплексной подготовки нефти и газа, конденсата и воды;
- Магистральный трубопроводный транспорт;
- Промысловый и межпромысловый транспорт нефти и газа;
- Внутриплощадочные газопроводы и газовое оборудование;
- Резервуарные парки, хранилища нефти и нефтепродуктов и других взрывопожароопасных и химически опасных жидкостей. [4]

Эффективность строительной отрасли напрямую зависит от продолжительности реализации и объема капиталовложений [5]. Экспертиза проектной документации является основным этапом для получения разрешения на строительство. В связи с этим требуется тщательная проработка проекта, использование типовых проектных документаций для сокращения сроков административных процедур [6, 7].

Библиографический список

1. Коркишко А.Н., Создание базовых кафедр как основа для развития высших учебных заведений России // Современные наукоемкие технологии. 2015. № 12-3. С. 507-511.
2. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 12.11.2016, с изм. от 28.01.2017) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" /Справочно-правовая система «Консультант Плюс».

3. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 07.03.2017) /Справочно-правовая система «Консультант Плюс».

4. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.03.2017) /Справочно-правовая система «Консультант Плюс».

5. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (ВІМ-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

6. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

7. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.

Научный руководитель: Коркишко А.Н., канд. техн. наук

Обоснование комплексных решений разработки Северной части Курраганского месторождения с применением гидродинамического моделирования

Ханбеков К.И., Розбаев Д.А.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени;
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Обычно при необходимости совершенствования разработки месторождения его рассматривают в пределах одного пласта или проблемного участка. В значительной степени это обусловлено сложностью создания актуальных геологических и фильтрационных моделей, учетом геологических особенностей пластов и необходимостью просмотра большого фонда скважин. В данной работе рассматривается опыт комплексного подхода к анализу разработки 3 эксплуатационных объектов Северной части Курраганского месторождения и обоснование мероприятий, подобранных по результату такого анализа.

Курраганское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 15 км к востоку от г. Покачи, в 65 км к северо-востоку от г. Лангепас, в 85 км к северо-западу от г. Нижневартовск.

Параметры пластовых флюидов принимались в соответствии с параметрами, принятыми при последнем подсчете запасов [3]. Для определения относительных фазовых проницаемостей и остаточной нефтенасыщенности использовались результаты лабораторных исследований керна.

Построенные модели полностью адаптированы на историю разработки и отклонение расчетных данных от фактических не превышает установленных регламентом 5%.

С учетом особенности залегания пластов, сравнительно небольшого фонда скважин и построенных моделей была сформирована программа ГТМ. Наиболее перспективными решениями для развития разработки месторождения стали бурение боковых стволов с горизонтальным и вертикальным окончанием, внедрение компоновок ОРД и ОРЗ на участках локализации остаточных запасов нефти и проведение ФХ МУН на ряде нагнетательных скважин.

Построение геологической и фильтрационной моделей пластов с учетом актуальной геолого-физической и технологической информации позволило сформировать экономически эффективный вариант дальнейшей разработки Курраганского месторождения. В целом получены следующие результаты:

1. Уточнены начальные геологические и извлекаемые запасы по участку анализа;
2. Сформирована программа наиболее эффективных ГТМ, экономическая оценка которой в прогнозных ценах положительна (таблица 1);
3. Предложена программа промыслово-геофизических и гидродинамических исследований объекта.

Таблица 1

Технико-экономическое обоснование рекомендуемого варианта разработки

Технико-экономический показатель	Ед. изм.	Базовый вариант	Рекомендуемый вариант
Период разработки	годы	2016-2030	2016-2030
ДОБЫЧА УВ. ВСЕГО	тыс.т	577.8	754.9
-нефти	тыс.т	552.5	700.5
-нефтяного газа	млн.м3	25.3	54.4
Выручка от реализации (ФСА)	млн.руб	10737.9	13711.0
-нефти	млн.руб	10661.7	13546.6
-нефтяного газа	млн.руб	76.2	164.4
Операционные расходы			
- без учета инфляции	млн.руб	3895.4	4462.0
- с учетом инфляции	млн.руб	5108.3	5872.2
Налоги и платежи			
- НДС	млн.руб	6165.4	7838.0
- Налог на имущество	млн.руб	36.0	115.3
- налог на прибыль	млн.руб	-143.8	-148.7
Инвестиционные расходы			
- без учета инфляции	млн.руб	251.0	686.4
реконструкция скважин	млн.руб	0.0	368.1
ОНСС	млн.руб	251.0	318.3
- с учетом инфляции	млн.руб	328.2	857.2
Чистый денежный поток	млн.руб	-756.1	-822.8
Чистый денежный поток	млн.\$	-10.6	-11.3
NPV (чистый приведенный доход)	млн.\$	1.5	2.5

Библиографический список

1. Дополнение к технологической схеме разработки Курраганского нефтяного месторождения: отчет о НИР / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, – Тюмень, 2012. – 1158 с.
2. ГОСТ Р 53710 – 2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. - М.: Стандартинформ, 2010. - 54 с.
3. ЗАО «НЕФТЕКОМ» Построение числовой геолого-технологической модели. Подсчет запасов и ТЭО КИН Курраганского месторождения. – Тюмень, 2004. –370 с.

Научный руководитель: Мамчистова Е.И., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ

Повышение эффективности разработки восточно-таркосалинского месторождения методом водогазового воздействия на пласт

Хасанишин В.Р., Майский Р.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Некоторые предприятия используют попутное сырье для обеспечения энергией промысловых объектов, так же в некоторых случаях газ компримируется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и следует на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Данный способ использования попутного нефтяного газа влечет за собой большие капитальные затраты на подготовку попутного газа и его компримирование до места использования [1].

Закачку водогазовой смеси в пласт начали использовать сравнительно недавно, при этом данная технология направлена на решения двух задач: утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и повышения нефтеотдачи (ПНП).

Поддержание пластового давления методом заводнения на современном этапе развития нефтяной промышленности считается наиболее лучшим, отвечающим основным принципам и нормам разработки нефтяных месторождений, несмотря на существенный недостаток - более половины извлекаемых запасов нефти остается в пласте [2].

Основные плюсы технологии:

- более высокий темп отбора нефти;
- увеличение нефтеотдачи за счет повышения коэффициентов вытеснения и охвата, оптимизация системы ППД;
- снижение вязкости пластовой нефти и увеличение подвижности нефти в пласте;
- улучшение экологической обстановки в районе разработки за счет полной утилизации попутного газа.

Анализ кривых фазовых проницаемостей, полученных по исследованию керна показывает, что ряд образцов использованных в этих опытах отличаются повышенной гидрофобностью (начальная водонасыщенность меньше 30%), поэтому остаточная нефтенасыщенность для этих образцов отличается высокими значениями выше 40%, таким образом можно сделать вывод, что стандартное заводнение не дает эффективного вытеснения [3].

Чтобы разобраться в вопросе эффективности увеличения нефтеотдачи водогазовой смесью, необходимо изучить керн по новым пробуренным скважинам и определить коэффициенты вытеснения на керне при водогазовом воздействии.

Физико-химические свойства и состав пластовой нефти. Применение метода ВГВ более предпочтительно для легких нефтей, характеризующихся в пластовых условиях малой вязкостью (менее 10 мПа·с), невысоким молекулярным весом, небольшим давлением насыщения, которое ниже начального пластового на 25-50 %. Нефть Восточно-Таркосалинского месторождения удовлетворяет этим условиям, поэтому метод ВГВ может без какого-либо риска внедряться на месторождении [4]. Свойства нефти Восточно-Таркосалинского месторождения представлено в таблице 1.

Таблица 1

Свойства нефти Восточно-Таркосалинского месторождения

Наименование	Средневзвешанное значение
Давление насыщения газом, МПа	24,9
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	160,53
Объемный коэффициент при однократном разгазировании	1,39
Суммарное газосодержание, м ³ /т	150,83
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1,32
Плотность, кг/м ³	687
Вязкость, мПа*с	0,6

Пластовые условия: давление и температура. Для проведения процесса в наиболее благоприятном режиме пластовое давление должно быть более 10 - 20 МПа.

Мощность пласта. Когда вытеснение нефти происходит в основном в горизонтальном направлении, эффективность процесса повышается с уменьшением мощности пласта. Границей эффективной нефтенасыщенной мощности, наиболее благоприятной для внедрения процесса, составляет от 2 до 20 м. Мощность и угол наклона большинства месторождений России в качестве критериев применимости не служат препятствием для внедрения ВГВ.

Неоднородность и расчлененность пласта. Нефтеносные залежи обычно характеризуются высокой неоднородностью, наличием значительного числа пропластков, прослоек выклинивания и т.д.

Проницаемость коллектора. Проницаемость коллекторов обычно колеблется в очень широком диапазоне (0,001-1,0 мкм²).

Минералогический состав. Процесс ВГВ, при котором в качестве газовой фазы используется углеводородный газ, пригоден для терригенных и карбонатных коллекторов [5].

Библиографический список

1. Байбакова, И.Р. Организационно-методические аспекты управления предприятиями нефтегазового комплекса / И.Р. Байбакова, Майский Р.А. // Актуальные проблемы науки и техники-2015: материалы VIII Международ. науч.-практ. конф. молодых ученых в 3 т. / УГНТУ. – Уфа, 2015. – Т. 3. – С. 173-175.

2. Майский, Р.А. Мониторинг гидратообразования в системах добычи и транспорта природного газа в условиях холодных климатических зон / Р.А. Майский, Ф.М. Хафизов, И.З. Мухаметзянов, С.Н. Горлов // Нефтегазовое дело, 2015. – Т. 13. № 4. – С. 109-114.

3. Аракелян, Л.П. Особенности утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Крайнего Севера / Л.П. Аракелян, Р.А. Майский // Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы Международной молодежной научной конференции. Ответственный редактор Ямалетдинова К.Ш., 2016. С. 97-98.

4. Степанова, Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г.С. Степанова // М.: Газойл пресс, 2006, С. 52-54.

5. Дроздов, А.Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров // М.: Территория Нефтегаз, 2006, № 2, С. 54-59.

Научный руководитель: Майский Р.А., канд. техн. наук, доцент

Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приемистости скважин. Опыт массированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения

Хорюшин В.Ю.

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

Одна из основных задач, которую решают методы выравнивания профиля приемистости (ВПП) – это изменение кинематики потоков нагнетаемой воды в прискважинной зоне пластов в результате изоляции высокопроводящих каналов. Достигнуть этого можно путем целенаправленного их

тампонирования специальными составами. При этом в большинстве случаев происходит перераспределение объемов закачки по толщине пласта, уменьшение или полная изоляция фильтрационных потоков в промытых высокопроницаемых интервалах и подключение поровой матрицы [1]. В результате происходит дренирование ранее не вовлеченных интервалов в процесс разработки.

На Кечимовском месторождении основным объектом разработки является объект АВ₁₋₂. Объект АВ₁₋₂ в границах месторождения включает в себя два пласта: АВ₁³ и АВ₂.

Пласт АВ₂ представлен континентальными и переходными осадкообразованиями, характеризуется высокой литологической неоднородностью, обусловленной чередованием глинистых и песчано-алевритовых слоев разной толщины [2].

Пласт АВ₂ представлен песчаными телами русловых отложений с улучшенными ФЕС (Кп – от 0,21 до 0,25 д. ед., Кпр – до 800 мД, Кн – до 0,7 д. ед.) и глинисто-алевролитовыми отложениями озер и болот с ухудшенными ФЕС (Кп – до 0,2 д. ед., Кпр – до 10 мД, Кн – до 0,4 д. ед.).

Неравномерная выработка запасов нефти по пластам АВ₁³ и АВ₂ прослеживается и по данным гидродинамического моделирования.

Согласно проведенным расчётам при реализованной на сегодняшний день системе разработки невовлекаемые в разработку запасы нефти остаются даже в зонах распространения русловых отложений. По отложениям руслового типа невовлекаемые в процесс выработки запасы составляют 2239 тыс. т.

Для улучшения ситуации с выработкой запасов, в целях повышения охвата заводнением и равномерной выработки запасов нефти объекта АВ₁₋₂ рекомендована массивованная обработка ХМ ПНП нагнетательных скважин, вскрывших русловую фацию объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения.

Сущность метода заключается в максимальном охвате потокоотключающими технологиями нагнетательного фонда скважин в кратчайшие сроки, для достижения синергетического эффекта на добывающих скважинах от массивованного воздействия. Эффективность от массового воздействия ХМ ПНП имеет преимущество над точечными обработками нагнетательных скважин. Рассматривая объект, как единую гидродинамическую систему при воздействии ХМ ПНП необходимо перекрыть как можно больше высокопроводимых каналов, увеличивая фильтрацию по низкопроницаемым, в случае точечной обработки перекрывается только небольшой объем каналов, перераспределение закачки идёт в другие высокопроницаемые интервалы.

Всего проведено 52 обработки химическими методами ПНП (рисунок 1). По эффективности проведенных мероприятий ХМ ПНП выделено 3 участка воздействия:

- северный участок (28 скважин) с ожидаемой удельной эффективностью 750 т/скв-опер;
- центральный участок (18 скважин) с ожидаемой удельной эффективностью 500 т/скв-опер;
- южный участок (6 скважин) с ожидаемой удельной эффективностью 420 т/скв-опер.

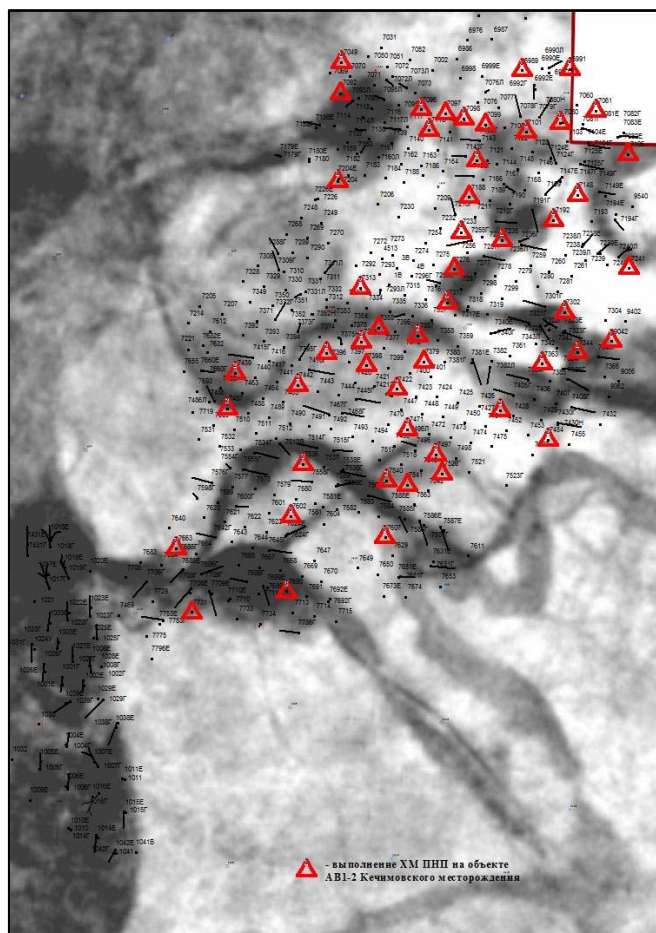


Рисунок 1. Реализация программы ХМ ПНП на русловых отложениях объекта АВ1-2 Кечимовского месторождения на карте с нанесенными сейсмическими атрибутами

Дополнительная добыча нефти на 01.02.2017 г. рассчитана от 52 скважино-операций по ФХВ и составила 26,325 тыс. т, с удельным эффектом 506 т/скв.-опер, стоит учитывать, что по большинству скважин эффект от воздействия продолжается.

Массированное применение ХМ ПНП на нагнетательном фонде скважин с опережающей выработкой объекта эксплуатации зарекомендовало себя как успешный подход оптимизации применения ПОТ. Дополнительная добыча полученная от применения методики на 01.02.2017 г. рассчитана от 52 скважино-операций по ФХВ и составила 26,325 тыс. т нефти (с удельным эффектом 506 т/скв.-опер), прогнозная эффективность от варианта применения точечного подхода к ХМ ПНП составляла в размере 16,610 тыс. т.

Данный подход рекомендуется к применению на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», неравномерная выработка которых приурочена к отложениям руслового литотипа.

Библиографический список

1. Ручкин А.А. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении / А.А. Ручкин, А.К. Ягафаров. – Тюмень: Вектор Бук, 2005. – 148 с.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Кечимовского месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени.

Создание интегрированной модели находкинского газового промысла

Цымбалов А.А., Шарин Н.М.

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

Рассмотрим преимущества интегрированного подхода к проведению предпроектных расчетов в сравнении с традиционным.

При традиционном подходе проектная работа осуществляется по цепочке, начиная от принятия варианта разработки и расчета его на гидродинамической модели, заканчивая определением мощности системы подготовки для принятого варианта. При изменении принципиальных решений разработки месторождения весь процесс происходит заново, то есть он является многоитерационным. Также, одним из основных недостатков такого подхода является то, что расчет потенциала пласта происходит без ограничений поверхностной системы.

Интегрированный подход к проведению предпроектных расчётов лишён основных недостатков традиционной модели и отличается своими основными преимуществами: автоматическая балансировка системы сбора и пласта, возможность расчёта большого количества вариантов разработки.

Созданная интегрированной модель состоит из трех моделей-компонентов: гидродинамическая модель пласта, модели добывающих скважин и модель сети сбора газа. При воспроизведении фактических показателей, основные расчётные параметры отклоняются не более чем на 3%. Данная точность достигается за счёт глубокого анализа исходных данных, а также правильного выбора всех методик расчёта и их итерационной настройки.

Модель пласта выполнена в программном продукте Eclipse [1]. При адаптации модели использовался подход к проведению многовариантных расчетов с использованием технологии BigLoop [2,3]. Получено несколько

равновероятных вариантов адаптации с разным изменением фильтрационно-емкостных свойств. Функции ОФП, ввиду отсутствия исследований на керне, строились аналитически, по зависимостям LET-аппроксимации [4]. По итогам выше описанных процедур было настроено пластовое давление с погрешностью, не превышающей 3%. Следующим шагом настройки гидродинамической модели стал процесс настройки на ГДИ, для учета коэффициента продуктивности скважин.

При создании интегрированной модели были выполнены 60 моделей добывающих скважин, которые позволяют полноценно моделировать движение флюида от забоя до устья скважины. При создании данных моделей была учтена их конструкция, а именно: глубина, отклонение от вертикали по всей длине, диаметр скважины, диаметр и глубина спуска НКТ, температурный градиент по всей глубине, вся информация о зонах перфорации. Модели были настроены с применением различных корреляций, как эмпирических, так и механистических.

Модель системы сбора выполнена в программном комплексе Pipesim. Система сбора Находкинского месторождения, которая имеет своё полное отражение в модели, представляет собой герметичную систему трубопроводов проходящих от устья скважин до узла комплексной подготовки газа. К скважинам на кустовых площадках подключены трубопроводы, которые собирают газ в единый коллектор, расположенный на входе в газосборный шлейф.

Главную роль в настройке моделей имеют исходные данные. Находкинский газовый промысел оснащен современными средствами телемеханики, что позволяет использовать качественные данные при работе с моделью. Измерительные устройства расположены на устье каждой скважины, на выходе с кустовых площадок и на входе каждого шлейфа в УКПГ.

Эффектами от внедрения интегрированной модели являются:

1. Прогноз добычи с учетом всех ограничений цепочки «пласт – скважины – система газосборных трубопроводов» на период от одного месяца до года и формирование технологического режима добывающих скважин по объекту ПК₁ Находкинского месторождения;
2. Оптимизация режима работы добывающих скважин (ограничение по устьевому давлению, дебиту газа, подбор штуцеров);
3. Анализ рисков и расчет необходимого количества ингибитора для предотвращения гидратообразования по стволу скважины и трубопроводам системы сбора и транспорта газа;

С помощью созданной модели рассмотрим некоторые эффекты от ее внедрения на примере скважины и кустовой площадки.

На примере скважины рассмотрим, какое влияние оказывает система сбора на добывающие возможности скважины. Со стороны пласта возможная добыча скважины описывается кривой притока, которая строится на основе газодинамического исследования (рисунок 1). При постоянном пластовом давлении, увеличение депрессии ведет к росту

дебита. Со стороны скважины максимальная добыча ограничивается кривой оттока. При неизменном устьевом давлении, кривая оттока показывает зависимость величины минимального забойного давления, необходимого для поднятия объема добытого газа до устья.

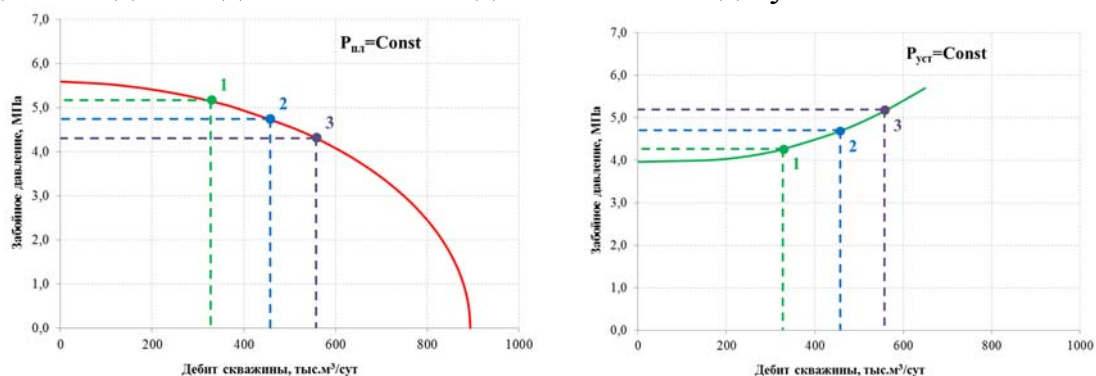


Рисунок 1. Кривая притока (слева) и оттока (справа) добывающей скважины

При наложении этих кривых на один график (рисунок 2) мы получим точку пересечения 2, которая отображает максимальный дебит скважины в текущих условиях.

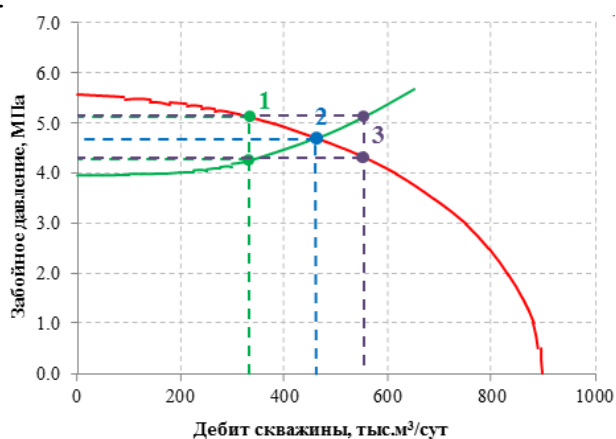


Рисунок 2. Нахождение максимального дебита добывающей скважины

По итогам выполненной работы можно сформулировать следующие выводы:

1. Выполнено сравнение традиционного и интегрированного методов моделирования месторождений и выявлено, что интегрированная модель учитывает весь комплекс ограничений, что максимально реалистично отражает процесс разработки месторождения;
2. Созданы все компоненты интегрированной модели Находкинского месторождения по схеме «Пласт-Скважина-Система сбора», с точностью воспроизведения фактических показателей в пределах 3 %;
3. Рассмотрены эффекты от внедрения интегрированной модели Находкинского газового промысла;

4. На примере одной скважины рассмотрено влияние системы сбора на максимально возможный уровень добычи газа;

5. Выполнен оптимизационный расчет для максимизации добычи газа с одной кустовой площадки, позволяющий увеличить добычу газа на 23 %.

Библиографический список

1. Создание методических рекомендаций по построению геолого-гидродинамических моделей месторождений. – М., 2014.

2. Материалы 15-й конференции пользователей Roxar (20-27 сентября 2014 г., Тайланд).

3. НИР «Авторский надзор за реализацией проектных решений на Находкинском месторождении» Тюмень, 2016 г

4. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. A new versatile relative permeability correlation. - Statoil ASA, Stavanger, 2005 (SCA 2005-32).

Научные руководители: Кордик К.Е., Рясный А.Г., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Управление проектом обустройства объектов эксплуатации Зимнего месторождения

Чертков П.Ю., Огороднова Ю.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефть и газ в современное время во всем мире и в нашей стране, основные виды энергетических ресурсов, на долю которых приходится около 70% от всех видов добываемых природных ресурсов. Топливо-энергетический комплекс играет большую роль в производстве любого государства, ведь без его продукции функционирование экономики современной России представить невозможно. Ведь нефтяная промышленность является источником колоссальных доходов в бюджет Российской Федерации. Даже несмотря на постоянно возрастающие затраты при поиске, добыче и дальнейшей переработке нефти, и газа, их потребление увеличивается.

Строительство и обустройство кустовых площадок представляет собой такие работы как, подготовка территории для размещения скважин, замерной установки, установки подачи химических реагентов и другого различного технологического оборудования, шламового амбара и других различного рода построек.

Основным этапом, при начале строительства кустовых площадок, является создание очень качественного основания, которое должно быть достаточно уплотненным и горизонтальным потому, что буровая установка оказывает значительное воздействие на грунты основания.

На нефтяных месторождениях широкое распространение получило применение однетрубных систем сбора, по которым смесь нефти, воды и газа из скважин по выкидным линиям поступает на автоматизированную групповую замерную установку на которой происходит измерение дебитов каждой отдельной скважины. Далее по трубопроводу, нефтяному сборному коллектору, нефть в газонасыщенном состоянии направляется до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦПС). Нужно принимать грамотные инженерно-технические решения, связанные с безопасной эксплуатацией трубопроводов, а в частности системой обнаружения утечек [1, 2], качественной антикоррозионной [3], и электрохимической защитой. Так же необходима оценка рациональности использования труб в полиэтиленовых оболочках, для осуществления дополнительной защиты и долговечности нефтепровода [4].

Процесс проектирования является составной частью процесса строительного производства. В соответствии с Законом "О промышленной безопасности", строительство опасных объектов должно выполняться в полном соответствии с проектом, прошедшим государственную экспертизу. Опасная установка или сооружение не может быть начато строительством, если отсутствует проект этого сооружения, прошедший экспертизу.

Требования, предъявляемые к промышленному объекту:

- функциональная пригодность к решению поставленной задачи;
- безопасность эксплуатации объекта для обслуживающего персонала, населения и окружающей среды;
- экономическая эффективность, обеспечивающая прибыль в процессе эксплуатации объекта.

Различные задачи имеют разные способы решения. Варианты решений, в том числе технических, имеют различное количество затрат на строительство, эксплуатацию, степень надежности и безопасности и другие значимые характеристики. Проектировщикам необходимо произвести выбор наиболее оптимального и в тоже время эффективного решения. Так же к проектировщикам предъявляются определенный перечень требований, которым проект должен соответствовать.

Часто случается, что даже поверхностное ознакомление с объектом выявляет низкое качество проработки проектных решений. Хорошее проектное решение после его реализации в натуре, отличается от рядового решения высоким качеством выполненных работ и продуманностью технических решений. Принимаемые решения в проекте должны быть в высшей степени целесообразными, они надежны и все затраты на их осуществление оправданы.

В практике проектирования часто встречаются такие решения, когда на строительную конструкцию, выполненную из мощных стальных профилей или труб, закрепляются технологические трубопроводы малого диаметра или небольшое количество кабельно-проводниковой продукции, создающих малую нагрузку.

Оптимизация технических решений заключается в проверке конструктивных и технологических решений, принимаемых проектными организациями. Не редко проектная организация принимает конструктивные решения без соответствующего обоснования и расчета конкретной конструкции. Из-за этого происходит не обоснованный перерасход материала увеличивается металлоемкость, следовательно, растут затраты на транспортировку материалов до месторождения. Так же из-за большей трудоемкости выполняемых работ увеличивается сметная стоимость строительства, что приводит к переплате за работы, выполняемые подрядной организацией. Качественное составление проектно-сметной документации непосредственно влияет на эксплуатационную надежность объекта, а также на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых средств [5].

Необходимо выполнение оптимизации проекта организации строительства [6]. Для выполнения поставленных задач в выпускной квалификационной работе будет производиться расчет элементов конструкций, графика производства работ с учетом выполнения СМР в двухсменном режиме, выполнить оптимизацию затрат на транспортировку и доставку материалов на объект, так и внутри него, путем обработки имеющихся данных. За счет выше указанных мер нужно добиться оптимизаций стоимости строительных работ.

Весьма важны в нефтяной отрасли сроки выполнения строительных работ, которые служат одним из основных критериев при реализации проекта и рассмотрения его инвестиционной привлекательности. Ранний ввод объектов нефтедобывающего комплекса позволяет в более короткие сроки получить от реализации проекта прибыль.

Для управления проектом обустройства месторождения создается проектный офис - это, временная дирекция строящегося предприятия. Специфика строительной отрасли состоит в том, что заказчик должен отлично понимать, разбираться и знать особенности выполняемой строительной деятельности, для того, чтобы обеспечить должный контроль над процессом выполнения строительных работ. Контроль должен быть оперативным и многоступенчатым [7]. Заказчик должен получить необходимые разрешения и принять объект.

Библиографический список

1. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. -122с.
2. Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П., Коркишко А.Н., Карамышев В.Г., Об оценке коэффициента расхода жидкости через аварийные щели по экспериментальным данным проликов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 106-108.

3. Чертков П.Ю., Коркишко А.Н. Применение жидко-керамической теплоизоляции на объектах нефтедобычи. Инженерный вестник Дона. 2016. №4.

4. Коркишко А.Н., Гарбузенко А.О. Полиэтиленовые оболочки в стальных трубопроводах // Проблемы эксплуатации систем транспорта. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2009. С. 159-159.

5. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

6. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

7. Бураков В.А., Коркишко А.Н., Технический надзор за строительством как гарантия качества законченного строительством объектов // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов. – Тюмень: ТИУ. 2016. С.141-144.

Научный руководитель: Огороднова Ю.В., канд. техн. наук, доцент базовой кафедры «Газпром нефть»

Анализ применения ГРП по технологии ZetaGel на Ватъёганском месторождении

Шабалин К.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Система Zeta Gel представляет собой низковязкую двухкомпонентную гелевую систему для проведения ГРП на основе поверхностно-активных веществ. Применение данной системы направлено на решение задачи селективной интенсификации притока в нефтенасыщенной части пласта при близком залегании водонасыщенных и/или промытых интервалов. [2]

По данным сервисной компании бесполимерная гелевая система ZetaGel обеспечивает быстрое гелеобразование и эффективна вплоть до 75 °С. По времени восстановления структуры после динамических нагрузок система имеет схожие значения с жидкостями ГРП с низкой загрузкой гелирующего агента (2.0-2.4 кг/м³). В отличие от жидкостей гуарового типа, для которых характерно образование нерастворимого остатка после полной деструкции, система ZetaGel разлагается без осадка. Недостатком системы ZetaGel является сильное вспенивание раствора при перемешивании на высоких скоростях, низкая песконесущая способность. [1]

Основное преимущество перед известными составами – отсутствие гуаровых гелеобразователей, разрушение которых после проведения операции представляет собой сложную задачу.

При использовании в качестве гелеобразователей гуаровых геллантов необходимо применение боратовых сшивателей, которые соединяют полимерные цепи образуя сшитый гель. При этом в качестве деструктора используются составы, разрушающие сшиватель, но не воздействующие на сами полимерные цепи, таким образом, полной деструкции геля не достигается, что приводит к кольтматации проппанта.

Предлагаемая жидкость имеет иную систему полимеризации и соответственно деструкции. Основанный на композиции ПАВ гель полимеризуется благодаря разному характеру заряда, а именно анионного и катионного ПАВ.

Благодаря иному механизму образования геля, достигается его полное разрушение при контакте с пластовой водой или углеводородами. При этом проницаемость проппантовой пачки не снижается, но система Zeta Gel имеет ограничения по применению в нефтяных скважинах и идеально подходит для газовых скважин.

Данная структура геля использовалась при проведении опытно-промышленных испытаний гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» и получен экономический эффект данного мероприятия составил 470000 рублей в год. [2]

Принцип действия модификаторов фазовой проницаемости основан на изменении смачиваемости породы за счет адсорбции полимера на стенках поровых каналов. При этом полимерные цепи молекул МФП удлиняются при взаимодействии с водой, что задерживает ее дальнейшее течение, а при контакте с углеводородами сжимаются, не препятствуя их прохождению. Опытно-промышленные работы проводились с использованием технологий и химических составов, и флотов “Халлибуртон”.

В 2015 г. выполнен 1 ГРП на скважине № 4340 на пласт АВ₈¹ с эффективной толщиной 9,2 м, проницаемостью $8,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и нефтенасыщенностью – 0,59 доли ед. Скважина пробурена в пределах залежи 1, относится к участку ГПА 2. До ГРП скважина эксплуатировалась совместно на пласты АВ₈¹, АВ₈^{2а} и АВ₈^{2б} с дебитами жидкости и нефти 48,5 и 3,0 т/сут соответственно и обводненностью 93,8 %. ГРП выполнен по технологии ZetaGel. В процессе ГРП в интервал пласта АВ₈¹ закачано 4,0 т проппанта (или 0,4 т/м), максимальная концентрация проппанта составила 500 кг/м³, темп закачки жидкости разрыва – 2,5 м³/мин. После ГРП скважина запущена в работу на те же три пласта объекта АВ₈ со средним дебитом жидкости 69,1 т/сут, дебитом нефти – 3,0 т/сут и обводненностью 95,7 %. Эффект по нефти не получен.

По эксплуатационным скважинам, находящимся в совместной эксплуатации на объекты БВ₁ и АВ₈, в том числе выполнены 1 ГРП с предварительной закачкой тампонирующего состава с докреплением цементом и 1

ГРП по технологии ZetaGel. После операций ГРП с применением нестандартных технологий эффект по нефти не получен. Начальный прирост дебита нефти после стандартных ГРП в среднем по трем скважинам составил 0,2 т/сут, среднегодовой прирост дебита нефти – 3,8 т/сут. [1]

Применение новой структуры геля технологии Zeta Gel позволяет повысить эффективность проведения гидроразрыва пласта за счет полной деформации данного геля. [2]

Библиографический список

1. Проект разработки Ватъеганского месторождения», СК «ПетроАльянс» (протокол ЦКР № 2960 от 23.01.2003 г.)

2. Забоева М.И. Технологии, повышающие эффективность операций гидроразрыва пласта / М.И. Забоева, М.М. Занкиев // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. научн. тр. Тюмень, ТюмГНГУ, 2005. – Т. 1. – 360 с.

Научный руководитель: Апасов Г.Т., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ

Методика моделирования гидравлического разрыва пласта с использованием «эквивалентных боковых стволов»

Шандрыголов З.Н., Морев М.В., Шарипова М.С., Казанцев М.А.

ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», г. Тюмень.

Одним из факторов, влияющих на увеличение роста добычи на разрабатываемых месторождениях, является вовлечение в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Необходимость повышения эффективности освоения и разработки залежей с ТРИЗ с учетом их геологического строения привела к наращиванию объемов бурения горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

С целью планирования и мониторинга геолого-технологических мероприятий (ГТМ) возрастают требования к качеству моделирования. Геолого-технологическое моделирование МГРП, как правило, сопровождается проблемами, связанными с корректным воспроизведением результатов гидродинамических исследований и обоснованием продуктивных свойств скважин эксплуатационного фонда. Точность и достоверность рассчитанных на гидродинамической модели прогнозных технологических показателей напрямую зависят от качества воспроизведения фактических данных разработки.

В массово используемых на сегодняшний день симуляторах среди предусмотренных инструментов для моделирования ГТМ можно выделить

ряд общепризнанных подходов. В большинстве случаев специалистам приходится прибегать к таким методам как:

- задание отрицательного скинфактора скважины;
- локальное увеличение абсолютной проницаемости пласта в ячейках скважины, пересекаемых трещиной ГРП;
- введение множества несоседних соединений.

Указанные методы имеют ряд недостатков, которые приводят к искажению распределения остаточных запасов, неверной оценке прорыва воды, и как следствие к недостоверным прогнозным показателям.

В рамках работ по созданию секторной модели высокой точности одного из газовых месторождений Западной Сибири реализован подход к моделированию ГРП, заключающийся в том, что трещина ГРП рассматривается как совокупность вторичных соединений «скважина-пласт». Ячейки модели пласта, попадающие в область, ограниченную поперечным сечением трещины, вскрываются системой «эквивалентных боковых стволов». Диаметр боковых стволов рассчитывался так, чтобы поперечное сечение трубы (S_{frac}) равнялось площади поперечного сечения трещины в направлении OZ (S_{\varnothing}) (рисунок 1). Для инициализации «эквивалентных боковых стволов» использовались опции модели мультисегментной скважины.

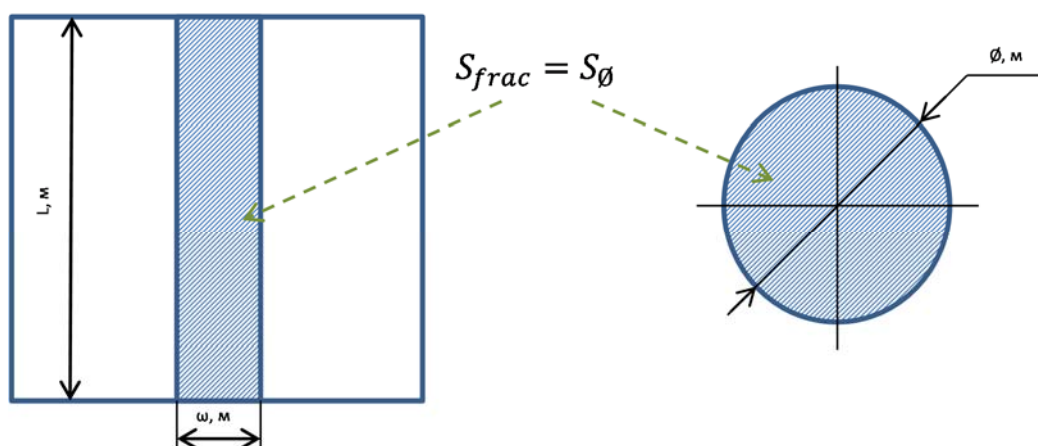


Рисунок 1. Схема поперечного сечения трещины и эквивалентного бокового ствола

С помощью специализированных прикладных программ, разработанных авторами, произведено определение инклинометрии скважины и «эквивалентных боковых стволов», а также сопутствующих входных файлов, определяющих интервалы вскрытий и основные гидравлические параметры по стволу скважины.

На рисунке 2 приведена схема геометрического распространения трещин и расположения эквивалентных боковых стволов.

При адаптации продуктивности созданной мультисегментной скважины использовались результаты газодинамических исследований горизонтального ствола фактической поисково-оценочной скважины.

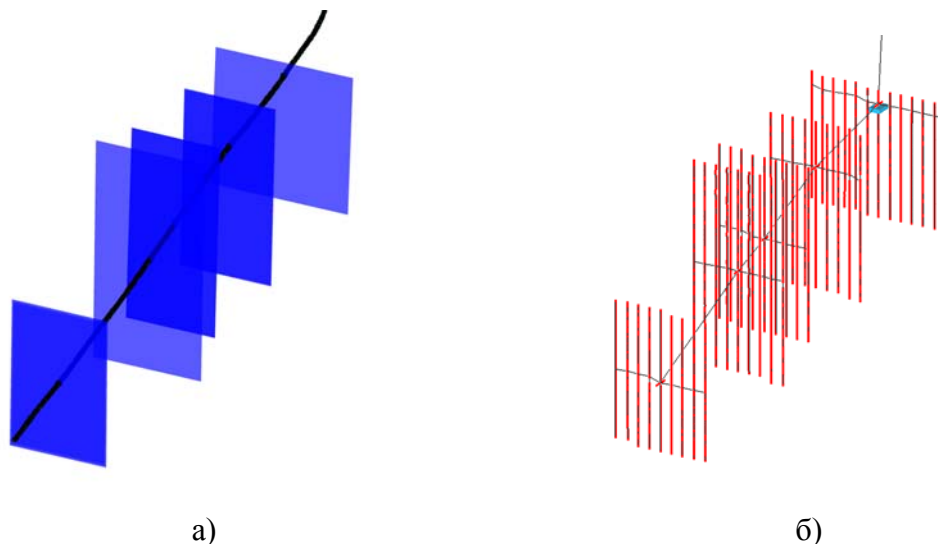


Рисунок 2. Схемы

- а) геометрического расположения трещин,
 б) расположения эквивалентных боковых стволов

Запись ГДИС во время испытаний проводилась на неустановившихся режимах путем прямого измерения давления во время остановок, пуска или при изменении режима работы скважины [1]. Для воспроизведения ГДИС в модель задавались дебиты, достигнутые на режимах во время исследований и соответствующие им прямые замеры забойного давления. Методом решения обратной задачи проводилась корректировка основных фильтрационно-емкостных свойств пласта, заданных в модели. Уточнению подвергались значения тех параметров, которые имеют наибольшую неопределенность и при этом существенно влияют на изменение технологических показателей: абсолютные и фазовые проницаемости, поровый объем, коэффициент сжимаемости породы, множители проводимости.

На рисунке 3 приведено сопоставление замеренного и рассчитанного в модели забойного давления скважины.

На основании проведения анализа полученных результатов сделаны следующие выводы:

- Существующие методы моделирования ГРП не обеспечивают достаточной точности воспроизведения фильтрационных процессов для проведения прогнозных расчетов;
- Написанный программный продукт позволяет корректно определять расположение «эквивалентных боковых стволов» в соответствии с реальной геометрией трещин;
- На основе современных компьютерных технологий оценена применимость предлагаемого метода моделирования многостадийного ГРП. Использование данного метода позволило с достаточной точностью воспроизвести результаты ГДИС, а также оценить продуктивные характеристик скважины и системы трещин

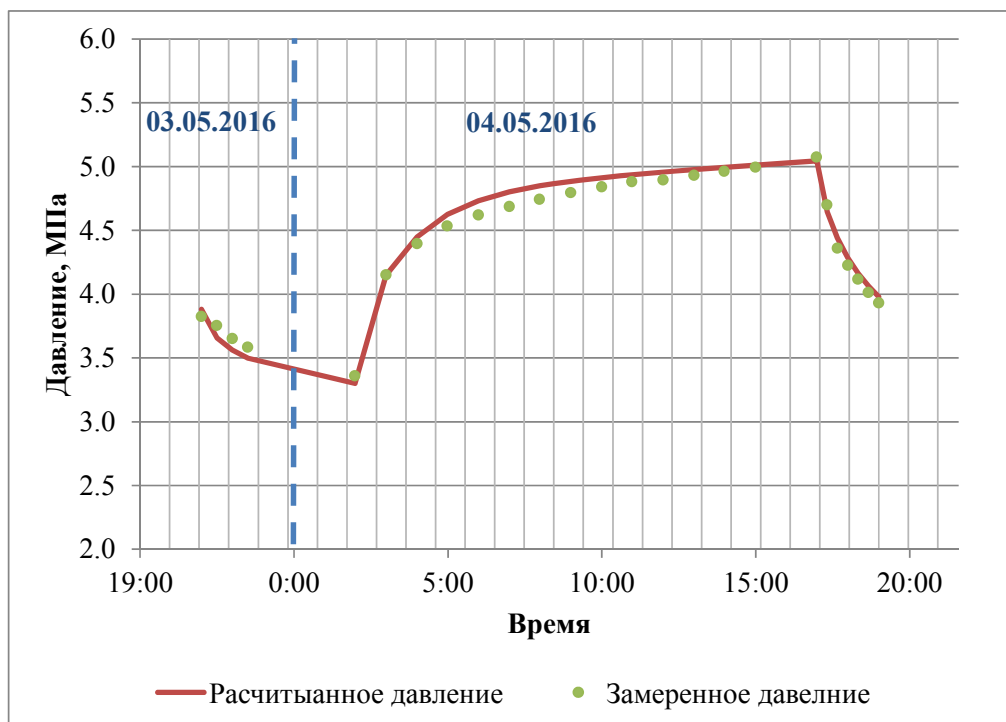


Рисунок 3. Сопоставление замеренного и рассчитанного в модели забойного давления скважины

Библиографический список

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. - М.: МАКС Пресс, 2008. - 476 с.

Управление проектом обустройства объектов эксплуатации ЮЛТ Приобского месторождения. Кусты скважин №615, 615.1

Шевелева Т.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Недра Российской Федерации насыщены полезными ископаемыми: потенциал нефтяных запасов составляет 30% от мировых. Добыча углеводородного сырья занимает особое место в экономике Российской Федерации ведь на ключевую долю экспорта топливно-энергетических ресурсов приходится экспорт нефтяного эквивалента [1].

Большинство нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири богато трудно извлекаемыми запасами, обладающими специфическими физико-химическими свойствами [2]. Данные геологические особенности не только осложняют освоение месторождений, но и способствуют

развитию науки, разработке новых моделей и методов, модернизации существующих решений, а также введению в использование современных материалов и технологий [3].

Добыча полезных ископаемых, подготовка, транспортировка, переработка и реализация – есть цикл операций по управлению нефтяной компанией. Объекты строительства в нефтедобывающей отрасли представляют собой сложные, взаимосвязанные системы, от правильного функционирования которых зависит развитие предприятия. Поэтому управление крупными проектами является неотъемлемой частью, сопровождающей жизненный цикл проекта на всех стадиях: от зарождения идеи до реализации и анализа полученных результатов [1]. Во многом грамотное определение и распределение приоритетных направлений деятельности влияет на работоспособность и прибыльность компании.

Высокие показатели добычи нефти являются причиной проектирования и введения в эксплуатацию дополнительных кустов скважин. Уже имеющаяся на месторождении инфраструктура, позволяет наращивать мощности предприятия с введением меньшего количества объектов капитального строительства в эксплуатацию. Нужно принимать грамотные инженерно-технические решения, связанные с безопасной эксплуатацией трубопроводов, а в частности системой обнаружения утечек [4].

Разработка и освоение северных месторождений Западной Сибири проводится уже длительное время: Приобское месторождение нефти было открыто в 1982 году. Месторождение расположено в Тюменской области на территории Ханты-Мансийского района Ханты-Мансийского автономного округа в 65 км к востоку от г. Ханты-Мансийска и в 115 км к западу от г. Нефтеюганска. Разработкой южной лицензионной территории (ЮЛТ) занимается ООО «Газпромнефть-Хантос».

I. Кусты скважин №615, 615.1:

1. Добывающие скважины – предназначены для добычи нефти из залежи продуктивного пласта механизированным способом (при помощи установки электроцентробежного насоса).

2. Нагнетательные скважины – предназначены для поддержания пластового давления путем водного нагнетания.

3. Замерная установка ГЗУ – необходима для осуществления постоянного учета массы жидкости, добываемой со всех подключенных скважин, а также оперативного контроля дебита нефтяных скважин.

4. Блок гребенки БГ – осуществляет распределение, измерение расхода и рабочего давления воды, поступающей в нагнетательные скважины системы ППД.

5. Дренажная емкость – используется для слива остатков нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в том числе в смеси с водой, из технологических трубопроводов и аппаратов на время ремонтных работ.

6. Установка дозирования реагентов УДР – предназначена для введения ингибиторов для защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.

7. Блок обогрева вахтенного персонала БОВ – Предусмотрен для обогрева вахтенного персонала и создания бытовых условий на месторождении.

8. Станция насосная над артскважиной (водозаборная скважина) – предназначена для забора воды артезианской скважины и подачи ее в автономную внутрикустовую систему ППД.

9. Площадки КТПН, ТМПН – предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии.

10. Площадки станций управления и БКУ - необходимы для контроля и управления процессами добычи и транспортировки нефти на месторождении.

II. Инфраструктурные объекты:

1. Электрические воздушные линии ВЛ 6кВ

2. Автомобильная дорога: категория IV-в

3. Трубопровод нефтегазосборный Ø150 мм

На момент разработки данного проекта на правом и левом берегах р. Иртыш части Приобского месторождения находятся в эксплуатации УПН, ДНС-2, 3, 5, 7, УС, напорные нефтепроводы от ДНС до УПН, напорный нефтепровод от УПН до врезки в магистральный нефтепровод в районе НПС «Демьянская», нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин до УПН (ДНС).

В эксплуатации находятся кусты с добывающими, нагнетательными и водозаборными скважинами, разведочные скважины, нефтегазосборные сети от кустов и скважин до действующих ДНС, УПН.

Построены и функционируют объекты инфраструктуры, автомобильные дороги, линии связи, телемеханики и электропередач.

Качественное составление проектно-сметной документации непосредственно влияет на эксплуатационную надежность объекта, а также на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых средств [5, 6].

Библиографический список

1. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

2. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

3. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору // Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

4. Коркишко А.Н., Совершенствование методов контроля и оценки интенсивности утечек углеводородных жидкостей из магистральных трубопроводов: автореферат дис. кандидата технических наук: -Уфа, 2013. -122с.

5. Коркишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. 2015. Т.38. № 4(38). С. 76.

6. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). - Тюмень, 2016. - С. 182-187.

Научный руководитель: Сайфутдинов М. И., канд. техн. наук, лидер функции капитальное строительство ПАО «Газпром нефть», заместитель генерального директора по капитальному строительству ООО «Газпромнефть-Развитие».

Принципы построение математической модели движения компоновки низа бурильной колонны

Шербутаев Т.Т.

Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан

Большинство исследований прогнозирования неконтролируемого искривления скважин при бурении направлены на установление причин искривления скважин и влияние различных факторов, таких как фрезерующая способность долота, накат на стенку скважины, геологические условия и др. [1, 2, 4].

На основе теоретических результатов и накопленного опыта сформировались различные методы прогноза искривления скважин. Эти методы позволяют решить задачу идентификации каждой из применяемых компоновок с учетом статистики естественных искривлений скважин, теоретических результатов, применяемой технологии и геологических условий [3,4,]. Разработаны различные частные программы, обеспечивающие применение этих методов для расчета и подбора необходимых компоновок для проводки скважины по траектории и прогнозирования искривления скважин. Ряд работ посвящен математическому моделированию процессов бурения и прогноза искривлений.

Зачастую, в качестве общего подхода к построению модели движения компоновки низа бурильной колонны (КНБК) принимается известная концепция объединения кинематического и статистического подходов, для которого справедливо соотношение:

$$\frac{dx_i}{dL_H} = F_1(x, U, L_H) + \Delta F_i(x, A, L_H), \quad (1)$$

где F_1 – функция построенная на базе кинематических представлений движения КНБК, определяющая основные закономерности движения и включающая в себя в явном виде следующие параметры; $x(\varphi, \theta, \alpha, x, y, z)$ – вектор

координат состояния; $U[k(L_H), \varphi(L_H)]$ – вектор управляющих параметров в режиме ОКНБК; L_H – текущая длина скважины; ΔF_i – функция, определяющая влияние неучтенных геологических факторов на процесс формирования траектории; A – вектор параметров, оцениваемых в процессе бурения по текущим инклинометрическим данным. На основе данного подхода, получена математическая модель:

$$\begin{aligned} \frac{d\theta}{dL_H} &= \frac{2}{L_B} \cdot \left[\left(\gamma_{oc} + \frac{f \cdot F_y}{F_{oc}} + \beta_{nc} \right) \cdot \cos \phi - \frac{f \cdot Q_n \cdot \sin \theta}{F_{oc}} + \delta_1 \right], \\ \frac{d\alpha}{dL_H} &= \frac{2}{L_B} \cdot \left[\left(\gamma_{oc} + \frac{f \cdot F_y}{F_{oc}} + \beta_{nc} \right) \cdot \frac{\sin \phi}{\sin \theta} + \delta_2 \right], \end{aligned} \quad (2)$$

где f – коэффициент фрезерующей способности долота; F_y – упругая отклоняющая сила, действующая в плоскости искривления отклонителя; Q_n – составляющая веса направляющего участка КНБК, действующая вниз перпендикулярно к оси компоновки; γ_{uc} – угол поворота оси долота под действием осевой нагрузки и веса забойного двигателя; β_{nc} – угол несоосности компоновки и скважины; δ_1, δ_2 – коэффициенты, учитывающие влияние анизотропии пород (статистические составляющие); L_H – длина хорды между точкой касания нижней образующей турбобура стенки скважины и точки на долоте.

Очевидным недостатком данной модели является наличие статистической составляющей, представленной коэффициентами δ_1 и δ_2 которая может быть зачастую значительной и трудно поддающейся универсализации при различных условиях.

В ряд исследований, посвященных построению модели движения бурового инструмента, используется представление КНБК в виде недеформируемого или частично деформируемого стержня. Как известно, простейшая конструкция КНБК (так называемая гладкая компоновка) включает в себя долото, забойный двигатель и УБТ. В практике бурения нефтяных и газовых скважин допускаются весьма малые искривления скважин, поэтому КНБК на всем протяжении должна быть максимально жесткой на изгиб. На этом основании гладкая компоновка в скважине обычно представляется сжатой, тяжелой, упругой балкой с, возможно, переменной по длине жесткостью. Диаметр долота всегда больше диаметров УБТ и двигателей. Отсюда следуют граничные условия - со стороны забоя - шарнирное закрепление балки, другой конец балки - в точке первого касания КНБК со стенкой скважины. Так как в окрестности точки касания возникает значительная поперечная сила, то можно считать этот конец балки упруго зафиксированным. Эти предположения достаточны для расчета сжатой балки, а значит, и всех сил и моментов, действующих на КНБК.

Для случая КНБК с опорными элементами – низ бурильной колонны оснащается несколькими центрирующими опорными элементами. Такие

КНБК можно представить в виде неразрезной сжатой балки на шарнирных опорах. Со стороны забоя опорным элементом служит долото, верхней опорой служит точка первого касания, которая всегда существует. И здесь граничные условия - такие же, как для гладкой компоновки. Методы, используемые в теории сопротивления материалов, в частности, теорема трех моментов, позволяют вычислить все действующие на КНБК силы и моменты. Установка наддолотных опорно-центрирующих элементов не изменяет принципиально модели для гладкой компоновки. Все неориентируемые компоновки по своим геометрическим параметрам асимметричны, что является характерным признаком данных КНБК.

К числу ориентируемых компоновок относятся КНБК, содержащие кривой переводник с забойным двигателем, а также отклоняющие устройства с накладкой, с эксцентричным шпилем и некоторые другие. Такие компоновки представляются также упругими или жесткими балками с учетом их геометрических параметров. Действие отклонителей обусловлено, как правило, их так называемой вписываемостью в забой. Граничные условия для КНБК с отклонителем такие же, как для гладкой компоновки: со стороны забоя - шарнирное закрепление балки, другой конец балки - в точке первого касания КНБК со стенкой скважины.

В статье изложен метод построения динамических уравнений движения КНБК. При этом учитывается тот факт, что в точке первого касания существуют большие прижимающие силы. Логично предположить, что буровая колонна (или верхний конец КНБК) в точке первого касания со стенкой скважины имеет кривизну одинаковую с осевой линии буровой колонны и скважины в этой точке равны. Отсюда возникает возможность вычислить перерезывающие силы в точке касания в сечении колонны двумя способами:

а) исходя из связи моментов и перерезывающих сил в сечениях упругих стержней, например, в плоскости изгиба;

б) с использованием методов теории сопротивления материалов или теории стержней с учетом всех активных сил и моментов, действующих на КНБК.

Уравнения равновесия перерезывающих сил приводят к уравнениям движения КНБК в виде:

$$Gy_{x^3}''' = Gy_{x^3}'''(a_1, a_2, a_3, \dots);$$

где a_i - механические, геометрические, технологические и другие параметры компоновки и режима бурения; G, y - жесткость на изгиб и прогиб стержня соответственно.

Таким образом объединяются кинематический и динамический подходы к построению движения КНБК и предоставляется возможность учесть все факторы, влияющие на это движение.

Библиографический список

1. Барский И.Л., Гусман А.М., Ивина А.Б. Метод управления динамикой бурильной колонны // Нефтегазовые технологии. 2000. №1.
2. Бондарчук П.М. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин М. Недра 1988 г.
3. Воинов О.В., Очаков Г.С., Реутов В.А. Модель искривления скважины при бурении анизотропной породы // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 1991. №3. С. 82 - 89.
4. Мамедбеков О.К. Теоретическое исследование наката долота в стволе наклонной скважины // Изв. вузов, сер. «Нефть и газ». 1989. № 11. С. 21 -26.

Управление проектом на примере обустройства восьмой очереди дополнительных скважин Вынгапуровского месторождения нефти, обустройства куста №532.месторождения нефти

Шитарёв В.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Огромное влияние на экономику страны оказывает ее возможность добывать природные энергетические ресурсы. Одним из таких ресурсов является природная нефть. Но, в связи с давлением кризиса, в настоящее время происходит удешевление стоимости нефти марки Brent [1, 2], что влияет на дальнейшее развитие нефтяной промышленности. По данной причине нефтяные компании взялись за оптимизацию проектов капитального строительства по металлоемкости и перевооружению [3]. Все вышеперечисленное выполняется на протяжении всего жизненного цикла проекта и называется управлением проекта.

В общем виде управлением проектом называются работы по организации, руководству, планированию, регулированию всех видов ресурсов, предназначенных для эффективного достижения целей путем применения системы современных методов, техники и технологий управления для получения определенных в проекте результатов [4, 5].

Рассмотрим принцип управления проектом на примере обустройства дополнительных скважин месторождения нефти [5].

В настоящее время кустовой способ освоения месторождения является наиболее распространенным методом разработки. Это объясняется следующим: при кустовом разбуривании месторождений значительно сокращается размер площадей, занимаемых бурящимися, а после – эксплуатационными скважинами, дорогами, линиями электропередач, трубопроводами [6].

Под кустом скважин понимается естественный или искусственный участок территории месторождения с расположенными на ней устьями

скважин, в то время как их забои находятся в местах, соответствующих проекту разработки месторождения. Для функционирования куста скважин на участке располагают технологическое оборудование и эксплуатационные сооружения, инженерные коммуникации, оборудование для подземного ремонта скважин, бытовые и служебные помещения.

Для обустройства куста скважин необходимо выполнение следующих объектов (схема обустройства куста скважин представлена на рисунке 1) [7]:

1. Приустьевые площадки нефтяных и нагнетательных скважин;
2. Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
3. Дожимная насосная станция;
4. Установка очистки пластовой воды;
5. Установка подготовки нефти;
6. Газокомпрессорная станция;
7. Центральный пункт сбора нефти;
8. Резервуарный парк.
9. Технологические трубопроводы;
10. Блоки для подачи реагентов-деэмульгаторов, ингибиторов и др.;
11. Площадки под ремонтный агрегат;
12. Трансформаторные подстанции;
13. Площадки под инвентарные приемные мостки;
14. Емкость-сборник;
15. Блок закачки воды в нагнетательные скважины и блок;
16. Водораспределительной гребенки;
17. Вспомогательные системы и службы обеспечения безаварийной работы проектируемых объектов;
18. Блоки обогрева персонала
19. Автомобильные дороги

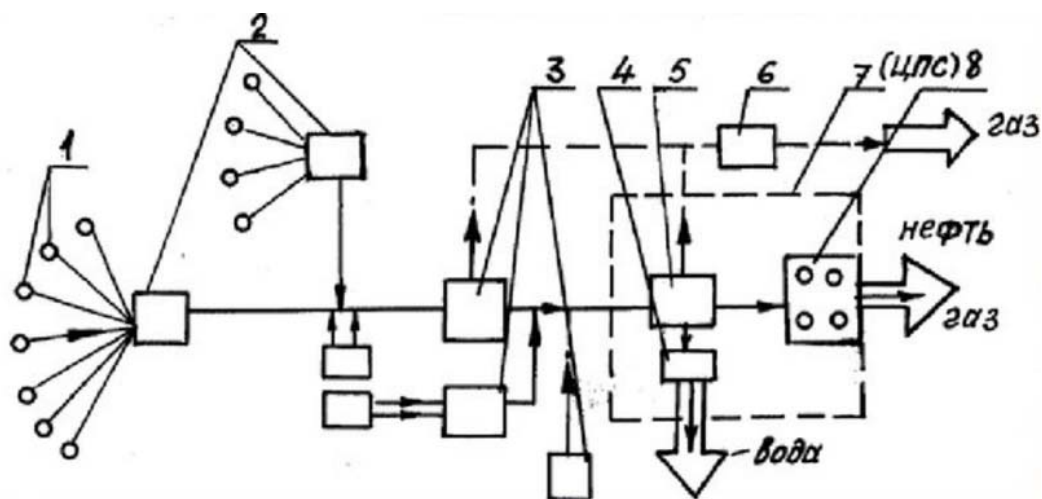


Рисунок 1. Схема обустройства месторождения

Для уменьшения себестоимости строительства данных объектов выполняются следующие работы по их оптимизации [8]:

1. Пересмотр проекта организации работ с точки зрения более раннего ввода объекта в эксплуатацию;

2. Пересмотр технических решений с перерасчетом основных несущих конструкций для уменьшения металлоемкости объектов [9].

В итоговом варианте выполнение данных работ напрямую приводит к уменьшению стоимости объекта в смете, а, следовательно, к снижению стоимости работ по их строительству. Качественное составление проектно-сметной документации напрямую влияет на эксплуатационную надежность и социальную значимость проекта, на его инвестиционную привлекательность и эффективность освоения вкладываемых ресурсов [10].

Библиографический список

1. Айроян З.А., Коркишко А.Н., Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) // Инженерный вестник Дона. №4. 2016.

2. Колташов, В.Г. Кризис глобальной экономики / В.Г. Колташов. – ИГСО-Институт глобализации и социальных движений, 2009. - 252 с.

3. Антонов А.В., Коркишко А.Н., Производственная технологичность строительных конструкций для обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. №3.

4. Грей, К.Ф., Ларсон, Э.У. Управление проектами. Практическое руководство/ К.Ф. Грей, Э.У. Ларсон. – М.: Дело и Сервис, 2003 – 528 с.

5. Раховецкий Г.А., Коркишко А.Н., Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» // Инженерный вестник Дона. №1. 2017.

6. Бронзов, А.С. Кустовое строительство скважин на нефтяных и газовых промыслах/ В.Г.Бронзов. - М., 1962.

7. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. – Москва, 1985. – 93 с.

8. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н., Комплектно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. 2017. №4.

9. Труфанова В.А., Коркишко А.Н., Проведение технического аудита подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ для объектов обустройства, как гарантия исполнения обязательств по договору// Юридический мир. №2 (241). 2017. С. 60-36.

10. Койнов Н.И., Коркишко А.Н. Подходы в экспертизе проектно-сметной документации в СССР и Российской Федерации//Актуальные проблемы архитектуры, строительства, энергоэффективности и экологии -2016. (Тюмень, 27-29 апреля 2016). -Тюмень, 2016. -С. 182-187.

Научный руководитель: Сайфутдинов М.И., к.т.н., лидер функции капитальное строительство ПАО «Газпром нефть», заместитель генерального директора по капитальному строительству ООО «Газпромнефть-Развитие».

Технология парогравитационного дренажа и методы ее совершенствования

Шмаков С.С., Мамчистова Е.И., Хайруллин А.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последнее время перспективы развития нефтяной отрасли связываются с разработкой месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Пристальный интерес к месторождениям тяжелой нефти и природных битумов вполне объясним, постепенным истощением запасов традиционной легкой нефти, льготами в налогообложении при разработке залежей высоковязкой нефти, развитием технологий до уровня, позволяющего рентабельно разрабатывать залежи высоковязкой нефти.

В настоящее время, одним из самых распространенных термических методов скважинной добычи тяжелой нефти стало парогравитационное воздействие или парогравитационный дренаж (ПГД).

В классическом описании, эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры.

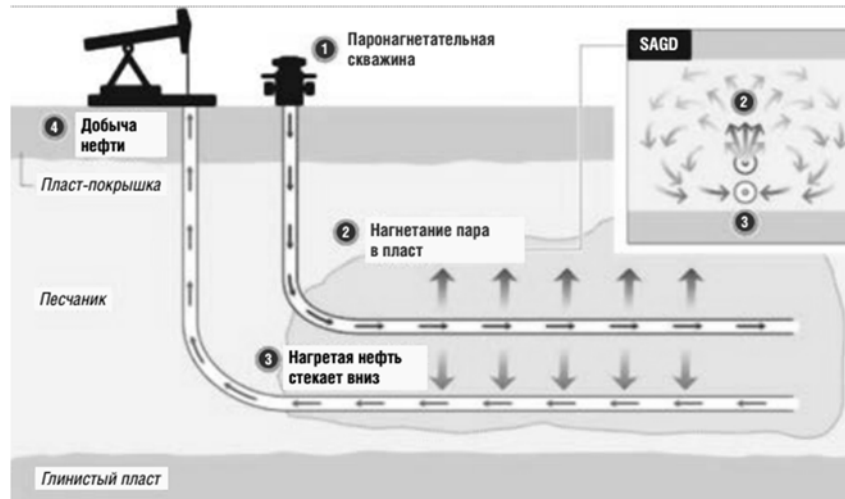


Рисунок 1. Принцип действия парогравитационного дренажа

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счет кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину [1].

Предложенная технология подтвердила экономическую рентабельность проекта в целом. В процессе промышленной реализации технология *SAGD* многократно совершенствовалась и модернизировалась.

Одним из направлений совершенствований технологии является поиск оптимального числа нагнетательных и добывающих скважин, их расположение в объеме пласта (рисунок 2). Так, в 2010 г. компания «*Conocophillips Company*» предложила бурение горизонтальных скважин с многочисленными ответвлениями, известными как «рыбья кость» (рисунок 2а) [2]. Также эта компания имеет патент на технологию ПГД при котором, нагнетательная скважина бурится не параллельно, а перпендикулярно добывающей скважине (рисунок 2б) [3].

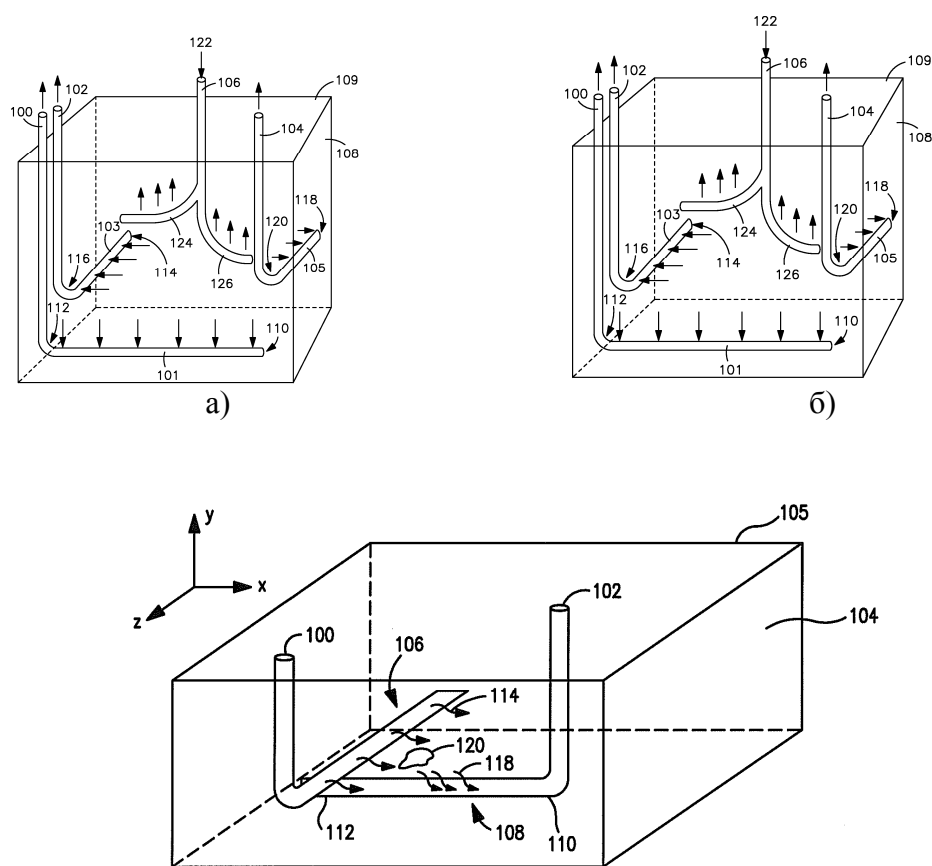


Рисунок 2. Расположение скважин при реализации технологии ПГД компанией «*Conocophillips Company*»

В рамках совершенствования технологии ПГД возможно предложить следующие проектные решения (рисунок 3): а) бурение многозабойной скважины с расположением забоев параллельно друг другу и на расстоянии 5 метров между стволами, в) закачка производится по затрубному пространству скважины, добыча нефти осуществляется по НКТ, спущенным к нижнему стволу скважины.

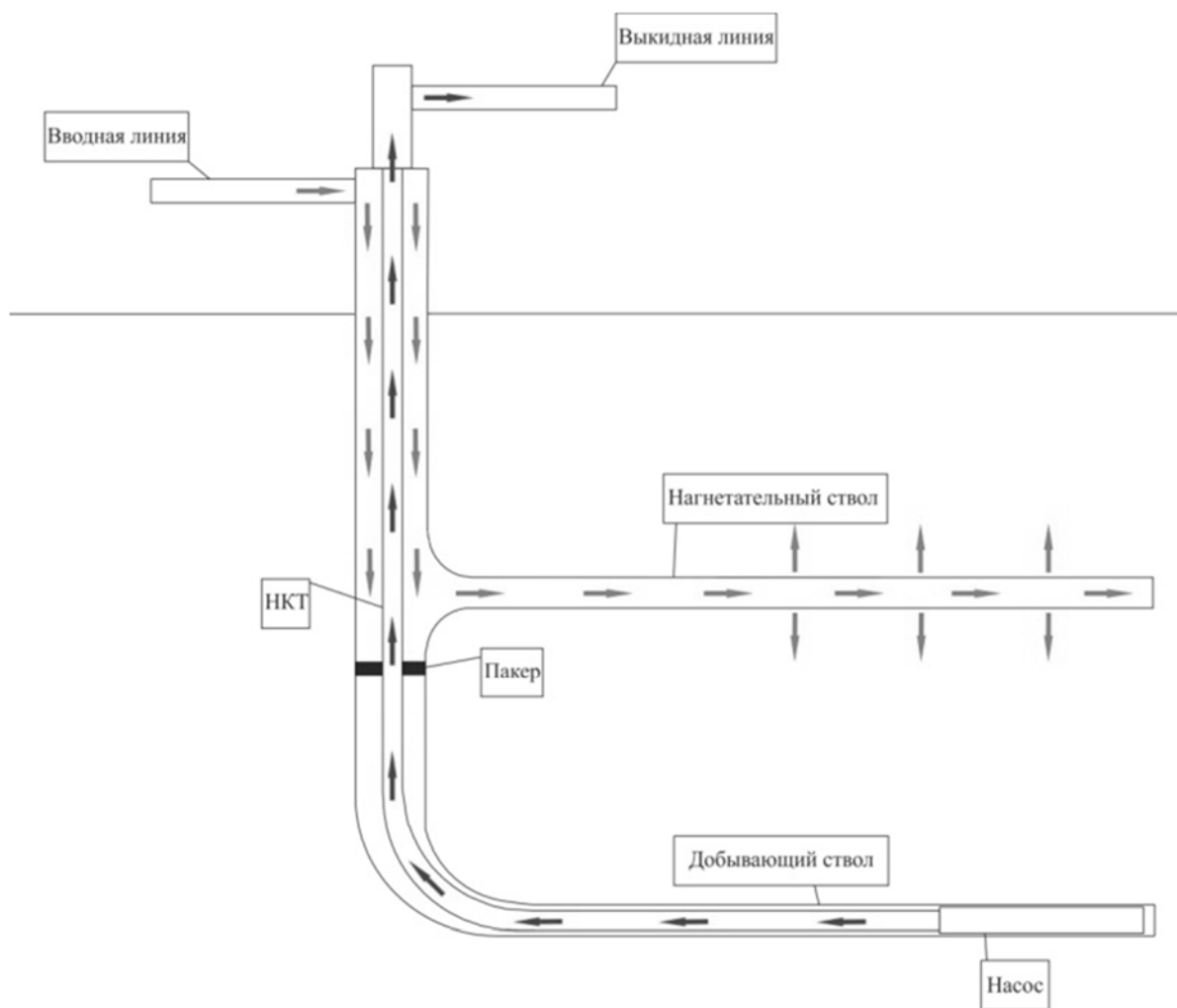


Рисунок 3. Вариант улучшения технологии ПГД

Предложенные проектные решения позволят сократить капитальные затраты путем уменьшения объемов бурения, но необходимо тщательно предусмотреть конструкцию скважины и ее оборудование (пакер, тип насоса и пр.) для предотвращения аварий и чрезвычайных ситуаций на промысле.

Библиографический список

1. Яртиева А. Ф. Эффективные технологии увеличения сырьевой базы в химии и нефтехимии на примере Республики Татарстан //Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – №. 19.
2. *Stalder J. L. et al. Fishbone sagd* : заяв. пат. 14/173,267 США. – 2014.
3. *Dreher W. R. et al. Fishbone well configuration for in situ combustion* : пат. 8381810 США. – 2013.

Научный руководитель: Мамчистова Е.И., канд. техн. наук, доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ.

Применение слабокислотных присадок при соляно-кислотных обработках низкопроницаемых карбонатных пластов

Яньшин Д.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

В современных методах воздействия на призабойную зону пласта для увеличения его проницаемости большую роль играют химические (кислотные) обработки. При широком применении этого воздействия и множестве положительных факторов, у этого метода имеются ряд отрицательных моментов, один из них — это повышенная интенсивность солеобразования в призабойной зоне пласта при высокой концентрации раствора соляной кислоты.

В процессе воздействия на пласт используются различные концентрации соляной кислоты. При пластовых температурах до 60⁰С возможно применение соляной кислоты в любом диапазоне концентраций (от 6 до 24%), в то время как при более высоких температурах, обычно используется более концентрированная кислота, например, 24%, что способствует более высокой интенсивности солеобразования в призабойной зоне.

Цель эксперимента – определить влияние слабых кислот, как основных реактивов, так и в качестве присадок к сильным кислотам на проницаемость карбонатных пород.

В процессе выполнения экспериментальной части работы автором совместно с научным руководителем был проведен ряд экспериментов с тремя видами карбонатных пород: два керновых среза доломита и один срез известняка (минеральный состав в таблице 1). Все три образца по ГИС слабопроницаемы.

Были взяты по три-четыре округлых образца из каждого среза и определена проницаемость в кернодержателе при давлении в 3-4 атм. Подтверждена слабая проницаемость – $K_{пр} = 1,79$ мД (0.001793 мкм²). Определена пористость – от 6,47 до 11 ед.

При обработке каждого образца как до, так и после, брались срезы шлифов для детального изучения их после влияния кислот.

Кислоты, использование в процессе эксперимента и их концентрация описаны в таблице 2.

После экстрагирования образцов в аппарате Сокслета и их последующей дегидрации таблетки керна нагревались до температуры 40-45⁰ С и помещались в пресс. После чего происходил впрыск кислоты в объёме равном 1 мл и создавалось давление в 3 атм. Время на обработку каждого образца – 30 минут.

В результате обработки кернов различными кислотами, результат был примерно одинаков для всех образцов – среднее увеличение проницаемости до 2 мД.

Выводы

– Уксусная и лимонная кислота в концентрации 30% могут быть использованы как самостоятельные реагенты.

– Органические кислоты могут быть успешно применимы в высокотемпературных коллекторах.

– Уксусная кислота, как и концентрированная лимонная, может иметь преимущество над соляной кислотой при повышенной температуре пласта. При низкой температуре HCl является предпочтительной кислотой.

Таблица 1

Результаты анализа керна

Керн	Минерал			
	Образец 1	Доломит -10%	Кальцит -70%	Галит-5%
Образец 2	Доломит -85%	Ангидрит -5%	Шпат -5%	Кварц -5%
Образец 3	Доломит -80%	Ангидрит- 10%	Шпат-5%	Кварц-5%

Таблица 2

Кислоты и их концентрация

Кислота	Пропорция
Соляно-уксусная	HCl -6%, CH ₃ COOH – 6%
Соляно-лимонная	HCl – 15% C ₆ H ₈ O ₇ – 10%
Уксусная	CH ₃ COOH – 30 %
Лимонная	C ₆ H ₈ O ₇ -30 %

Библиографический список

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие для студентов вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.: ил.

2. C.N. Fredd and H.S. Fogler: “Alternative Stimulation Fluids and Their Impact on Carbonate Acidizing,” SPE 31074 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium held in Lafayette, Louisiana, 14-15 February, 1996

Научный руководитель: Красновидов Е.Ю., канд. техн. наук, доцент.

СЕКЦИЯ «Совершенствование технологии сооружения скважин, бурение нефтегазопромысловых объектов»

Анализ эффективности применения различных типов долот при бурении под эксплуатационную колонну на пласт АВ₁₋₂ на Самотлорском месторождении

Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., Шафорост Е.В., Аксенов Д.И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Один из способов повышения технико-экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин является уменьшения сроков их строительства, снижения стоимости метра проходки, увеличение механической скорости бурения и стойкости долот. Эффективность технологии углубления скважины определяется тем, насколько выбранные типы долот, забойные двигатели и параметры режима бурения соответствуют геолого-техническим условиям строительства скважин.

Выбор типа породоразрушающего инструмента является наиболее значимым для обеспечения высоких технико-экономических показателей. Большим прорывом в области усовершенствования породоразрушающего инструмента стало применение долот режуще-скалывающего действия, применение которых в настоящее время имеет большую географию и глубины.

Геологический разрез Самотлорского месторождения представляет собой чередование глин, глинистых сланцев, алевролитов и песчаников. Типовая конструкция горизонтальной скважины при бурении на продуктивный пласт Алымской свиты (АВ₁₋₂) предусматривает спуск направления диаметром 323,9 мм на глубину 50-70 м, кондуктора диаметром 244,5 мм на глубину 800-850 м. Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм глубиной 1630-1750 м перекрывает породы Березовской, Кузнецовской, Покурской и частично Алымской. В интервал продуктивного пласта спускается хвостовик диаметром 114,3 мм длиной 100-800 м. Породы при бурении под эксплуатационную колонну в верхних интервалах представлены глинами, песчаниками и алевролитами, относящиеся по промысловой классификации к мягким и средним по твердости. Наибольшую абразивность имеют песчаники -10 и пески -8. В нижних интервалах в пластах имеются пачки аргиллитов.

При бурении под эксплуатационную колонну на Самотлорском месторождении применяют пяти- и шести лопастных долот БИТ производства ООО НПП «БУРИНТЕХ» диаметром 220,7 мм.

Проведен сравнительный анализ эффективности применения различных типов долот при бурении под эксплуатационную колонну на пласты АВ₁₋₂ по 61 скважине (71 долото): БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-01 (6 долот),

БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-11 (17 долот), БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.332-11 (17 долот), БИТ 220,7 ВТ 516 УСВ.936-112 (4 долота), БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ.322-01 (10 долот), БИТ 220,7 ВТ 616 УСВ.322-01 (6 долот), БИТ 220,7 ВТ 616 УСВ.92-01 (11 долот).

Результаты сравнительного анализа эффективности применения различных типов долот с фиксированными резцами производства НПП «Буринтех» показали, что наибольшую эффективность показывают долота БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-11; БИТ 220,7 ВТ 516 УСВ.936-112; БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ.322-01.

Таблица 1

Итоговая таблица по результатам отработки долот при бурении под эксплуатационную колонну на продуктивный пласт АВ₁₋₂ на Самотлорском месторождении

№	Тип долота	Количество долот	Плановые показатели			Достигнутые результаты			Наработка на долото		
			Средняя проходка за интервал, м	Среднее время бурения интервала, час	Средняя МСП, м/ч	Средняя проходка за интервал, м	Среднее время бурения интервала, час	Средняя МСП, м/ч	Средняя/максимальная проходка на долото, м	Среднее время бурения долотом, час	Среднее время циркуляции на долото, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-01	6	1306,2	33,2	39,3	1299,7	28,6	48,5	3461	71,6	198,1
2	БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-11	17	1093,2	27,8	39,3	1113,9	20,2	53,6	3807	72,0	181,8
3	БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.332-11	17	1115,9	28,4	39,3	1130,2	21,7	52,6	3540	66,4	164,2
4	БИТ 220,7 ВТ 516 УСВ.936-112	4	1158,7	29,5	39,3	1187,5	22,4	53,4	2938	58,65	160,6

5	БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ.322- 01	10	1205	30,7	39,3	1222,8	24,8	51,5	3918	88,6	210,4
6	БИТ 220,7 ВТ 616 УСВ.322- 01	6	1366,8	34,78	39,3	1308	28,0	50,9	2663	56,3	125,0
7	БИТ 220,7 ВТ 616 УСВ.92- 01	11	1160,5	29,5	39,3	1194,4	24,6	52,1	3292	73,3	172,2

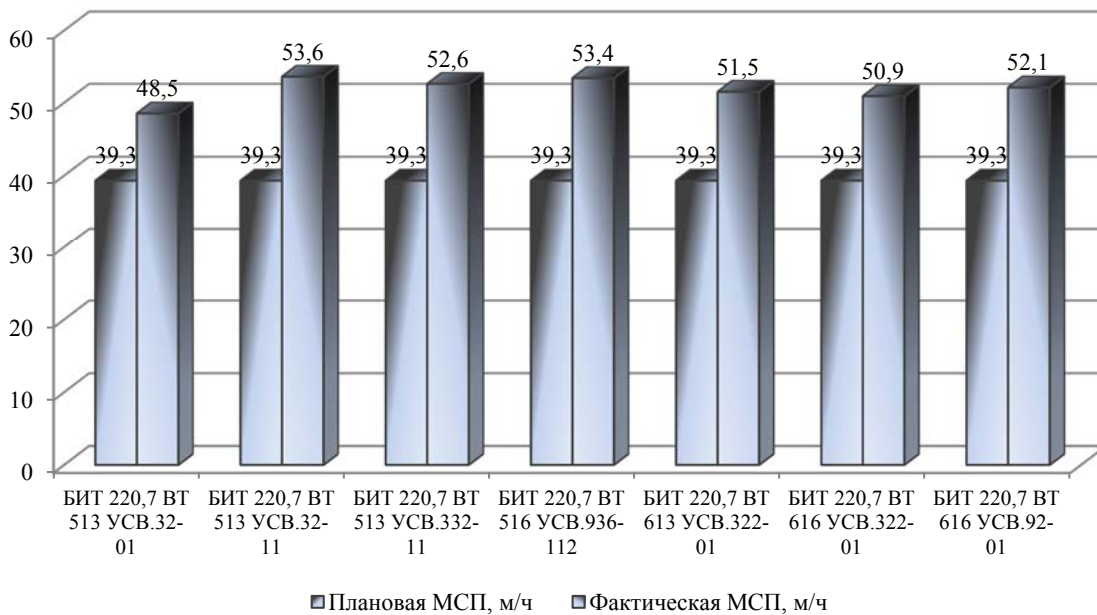


Рисунок 1. Значения механической скорости проходки различных типов долот при бурении под эксплуатационную колонну горизонтальных скважин на Самотлорском месторождении

Долота типа БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-11; БИТ 220,7 ВТ 516 УСВ. - 936-112 пятилопастные, показывают наибольшую механическую скорость за счет своей агрессивной режущей структуры 53,6 м/час и 53,4 м/ч. Долота шестилопастные, предполагающие приложение больших крутящих моментов, показывают большую проходку, 3918 м, против 3807 м и 3540 м соответственно.

Выводы:

1. При бурении под эксплуатационную колонну на Самотлорском месторождении для достижения больших механических скоростей предпочтение необходимо отдавать пятилопастным долотам с диаметром резцов 13 или 16 мм.

2. Для получения наибольших проходок на долото лучше использовать шестилопастные конструкции долот, оснащенные резцами PDC. Использование таких долот предполагает приложение больших моментов, высокую частоту вращения и как, результат, высокие проходки на долото.

Библиографический список

1. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. - М.: Недра, 1994, 260 с.

3. Абатуров В.Г., Овчинников В.П. Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий буровой инструмент [Текст]: Учебное пособие / Абатуров В.Г., Овчинников В.П.- Тюмень: издательство «Экспресс», 2008. – 240 с.

Анализ оптимальных конструкций долот с резцами PDC при бурении под кондуктор на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»

Анашкина А.Е., Харитонов Т.А., Родионцев Н.Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;

Нижевартовский государственный университет, г. Нижневартовск

Реалии времени таковы, что нефтяные компании, которые занимаются строительством скважин, должны уделять много внимания качеству пробуренных скважин. Приоритетом является сокращение сроков строительства скважин с целью быстрого ввода ее в эксплуатацию.

Это является причиной высокой конкурентноспособности для производителей буровой техники и инструмента, в частности, для производителей породоразрушающего инструмента.

При бурении скважин в Западной Сибири большое распространение получил породоразрушающий инструмент производства ООО НПП «Буринтех». Развитие технологий по углублению скважин в этом регионе обуславливает определенные требования к конструкциям долот. Важной задачей является снижение времени бурения при бурении под кондуктор и эксплуатационную колонну. Компании –производители долот, в частности, ООО НПП «Буринтех» регулярно предлагают ряд новых конструкций долот с резцами PDC.

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются при бурении под кондуктор пятилопастные долота БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-01 и шестилопастные БИТ219,1ВТ613УСВ.

Конструкция долота БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-01 имеет стальной корпус, оснащена резцами диаметром 13 мм с увеличенным количеством гидромониторных насадок до 8 штук, позволяющим расширить возможности подбора промывочных насадок.



Рисунок 1. Конструкция долота БИТ 220,7 ВТ 513 УСВ.32-01

В основу данной конструкции положена следующая режущая структура вооружения резцами PDC.

Агрессивная» режущая структура долота позволяет получить высокие скорости бурения. Измененный удлиненный профиль обеспечивает стабильную работу долота на забое и высокую стойкость вооружения. Стабилизационные вставки (рисунок 2), которыми оснащено долото, повышают его стойкость к вибрационным нагрузкам в радиальном направлении и предотвращают вихревое движение.

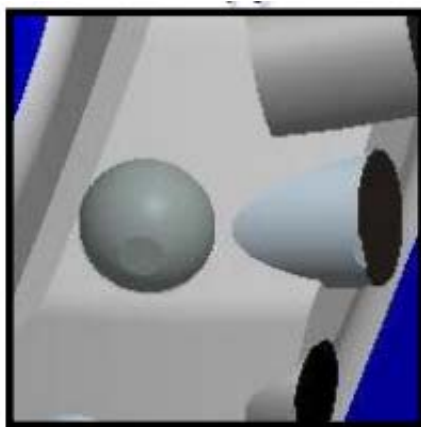


Рисунок 2. Стабилизационные вставки долота

Выбуривающие резцы (рисунок 3), 5 штук, позволяют бурить «вверх», снижая вероятность «затяжек» в мягких, рыхлых породах при подъеме долота.



Рисунок 3. Выбуривающие резцы

Проведенные испытания пятилопастных долот с «агрессивной» режущей структурой, измененным профилем со стабилизационными вставками типа БИТ219,1 (220,7) ВТ513УСВ.32-01 при бурении с применением данных типов долот с повышенным расходом показали, что средняя механическая скорость бурения составляет 82 м/ч, что на 22,74 м/ч выше шестилопастных долот.

Таким образом, применение пятилопастных долот с «агрессивной» режущей структурой, измененным профилем со стабилизационными вставками типа БИТ219,1 (220,7) ВТ513УСВ сокращает цикл строительства скважины.

Библиографический список

1. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. - М.: Недра, 1994, 260 с.
2. Абатуров В.Г., Овчинников В.П. Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий буровой инструмент [Текст]: Учебное пособие / Абатуров В.Г., Овчинников В.П. - Тюмень: издательство «Экспресс», 2008. – 240 с.
4. Каталог продукции ООО НПП «Буринтех». Уфа – ООО НПП «Буринтех», 2016. – 155 с.

Способ предупреждения притока подошвенных вод в нефтяные скважины

Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В., Леонтьев Д.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При эксплуатации скважин, особенно на заключительной стадии разработки нефтяных месторождений, по мере снижения пластового давления,

в нефтенасыщенную часть залежи начинают внедряться подошвенные воды. Первоначально к забою скважины подошвенная вода подтягивается в виде конуса, а по мере подъема водонефтяного контакта подходит к забою скважины и через имеющиеся перфорационные отверстия начинает поступать в скважину и постепенно скапливаться на забое, с последующим подъемом по стволу, перекрывая интервал перфорации, не давая нефти поступать из скважины на земную поверхность. Таким образом, скважина обводняется, и добыча из нее прекращается. Для восстановления добычи из скважины необходимо проводить водоизоляционные работы.

В настоящее время разработано достаточно большое количество составов и технологий для изоляции притока подошвенных вод в нефтяных и газовых скважинах. Недостатками известных способов являются: необходимость спуска дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра; необходимость создания песчано-глинистой пробки, что ведет к дополнительным затратам; возможность вымыва песчано-глинистой пробки в процессе цементирования эксплуатационной колонны; закупоривание части порового пространства при создании песчано-глинистой пробки и при ее вымывании.

Проанализировав существующие технологии по водоизоляции, нами предлагается следующий, включающий вскрытие водоносного горизонта на 1-2 м ниже уровня ВНК (водонефтяной контакт), закачку в открытый ствол первой водоизоляционной композиции, последующее углубление скважины на 1-2 м, закачку второй водоизоляционной композиции в открытый ствол и т.д. в зависимости от толщины водоносного горизонта, подъем бурильного инструмента с долотом, установку цементного стакана от пробуренного забоя до уровня ВНК, спуск компоновки с перфоратором, перфорацию нефтенасыщенной части пласта, освоение скважины и вывод на режим.

Способ реализуется следующим образом.

1. В нефтяной добывающей скважине вскрывают водоносный горизонт на 1-2 м ниже уровня ВНК бурильным инструментом с долотом.
2. Закачивают первую водоизоляционную композицию в необсаженный ствол.
3. Углубляют скважину на 1-2 м.
4. Закачивают вторую водоизоляционную композицию в необсаженный ствол и т.д. в зависимости от толщины водоносного горизонта.
5. Поднимают бурильный инструмент.
6. Устанавливают цементный стакан от забоя до уровня ВНК.
7. Спускают компоновку с перфоратором.
8. Проводят перфорацию нефтенасыщенной части пласта.
9. Скважину осваивают и выводят на режим.

В качестве водоизоляционной композиции рекомендуется раствор, содержащий 2,0%-ный водный раствор поливинилового спирта ПВС-В1Н и смесь микродура «U» с гипохлоритом кальция $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ при следующем соотношении компонентов, об. %: 2,0%-ный водный раствор ПВС-В1Н – 50,0,

смесь микродура «U» с гипохлоритом кальция $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ – 50,0, в том числе микродур «U» – 48, $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ – 2,0. [Пат. 2326922 Российская Федерация, МПК С 09К 8/504 (2006.01). Состав для ремонтных работ в скважинах / Клещенко И.И. и др. – заявка № 2006134101/03, 25.09.2006; опубл. 20.06.2008, Бюл. № 17. – 6 с.].

Библиографический список

1. Клещенко, И.И., Зозуля, Г.П., Ягафаров, А.К., Овчинников, В.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров, В.П. Овчинников - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 386 с.

2. Сингуров А.А., Нифантов В.И., Пищухин В.М., Гильфанова Е.В. Технологии и составы для водоизоляционных работ в газовых скважинах / А.А. Сингуров, В.И. Нифантов, В.М. Пищухин, Е.В. Гильфанова // Библиография. - 2006. – N 4. – С.78.

Научный руководитель: Клещенко И.И., д-р геол.-минер. наук, профессор.

О применении заколонных пакеров набухающего действия

Бимендин Т.А., Ведерникова Я.А., Гимаева Э.Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

В последнее время большое распространение находит применение технологии набухающих пакеров. В этих пакерах уплотнительный элемент, выполненный из специального эластомера, увеличивается в объеме, вступая в контакт с определенными жидкостями – водой, растворами на водной основе, нефтью, растворами на углеводородной основе, или буровым раствором. Вследствие разбухания эластомера закупоривается затрубное пространство в обсаженных и необсаженных стволах скважин, обеспечивая тем самым герметизацию отдельных частей ствола скважины [1,2].

Под эластомером обычно понимаются любые высокоэластичные упругие материалы, которые могут растягиваться до размеров, значительно превышающих его первоначальную длину (эластомерная нить), и что существенно, возвращаться к своему начальному размеру при снятии нагрузки. Различные каучуки и резины являются типичными эластомерами.

Пакеры, набухающие в воде

В таких пакерах уплотнительный элемент (эластомер) набухает, вступая в реакцию с водой и растворами на водной основе. Объем водонабухающего эластомера увеличивается более интенсивно при слабой минерализации и высокой температуре [3].

Пакеры, набухающие в нефти

В этих пакерах эластомер набухает при контакте с нефтью, растворами на углеводородной основе, буровыми растворами на углеводородной основе (РУО), дизельным топливом и конденсатом. Нефтенабухающий пакер лучше увеличивается в объеме при более высоких температурах и более легких углеводородах [3].

Пакеры, разбухающие от контакта с нефтью способны выдерживать более высокие перепады давлений и температур по сравнению с водонабухающими пакерами [4].

Гибридные пакеры

В гибридных пакерах уплотнительный элемент разбухает, вступая в реакцию как с водой, растворами на водной основе, так и с нефтью, растворами на углеводородной основе и буровыми растворами на углеводородной основе.

Гибридный пакер применяется в том случае, если тип скважинного флюида неизвестен [4]. При этом скорость набухания задается как для растворов на углеводородной основе, так и для растворов на водной основе. Уплотнительный элемент гибридного пакера может состоять как из целого куска резины, так и в виде отдельных секций.

У набухающих пакеров, как правило, скорость разбухания регулируется за счет выбора эластомера и использования различного рода покрытий [4].

Область применения набухающих пакеров

Область применения набухающих пакеров весьма обширна [3,4,5].

Так, разбухающие пакеры широко применяются и достаточно эффективны при проведении различных операций, осуществляемых на месторождениях, таких как:

- разобщение пластов, пропластков и отдельных горизонтов, раздельная добыча из нескольких горизонтов;
- разобщение отдельных частей ствола горизонтальных скважин, введенных из бурения;
- изоляция пластовых вод;
- отвод потока и вызов притока в скважину.

Разбухающие пакеры используются в ряде случаев совместно с системами контроля и регулирования притока:

- проведение работ по интенсификации притока (направленный и поинтервальный ГРП, кислотная обработка скважин);
- проведение ремонтно-изоляционных работ, капитальный ремонт скважин;
- применение в скважинах с компьютерной системой управления, а также в многоствольных скважинах;
- заканчивание скважин (усовершенствованное заканчивание с применением специального скважинного оборудования) в обсаженных и необсаженных стволах горизонтальных наклонно-направленных и вертикальных скважин.

В частности, набухающий пакер используют для разобщения неоднородных участков для качественной оценки работы различных типов вскрытых коллекторов, повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ в горизонтальной части ствола скважины, а также ограничения перераспределения тонкой фракции песка вдоль горизонтального участка для снижения рисков закупорки фильтров.

Применение разбухающих пакеров в необсаженной скважине в дополнение к гравийной набивке позволяет изолировать секции боковых ответвлений от возможного поступления воды.

Известно также применение набухающих пакеров совместно с расширяющимся обратным клапаном.

Как известно, разрушение цементного камня в скважине может привести к потере производительности, снижению давления в скважине и преждевременному проникновению воды. Для восстановления цементного камня необходим дорогостоящий капитальный ремонт скважин.

Разбухающие пакеры используются для предотвращения разрушения цементного слоя. При образовании трещин в цементном слое затрубного пространства эластомер разбухающего пакера вступает во взаимодействие с пластовыми жидкостями и набухает, предотвращая тем самым дальнейшее продвижение флюидов.

При работе разбухающего пакера риск повреждения пласта, которое может произойти под действием гидравлических и механических пакеров, снижается, так как обеспечивается максимальный контакт со стволом скважины и достигается улучшенная герметизация в неровных стволах скважин. Разбухающие пакеры целесообразно использовать в скважинах с поврежденной обсадной колонной.

В отличие от пакеров других конструкций, которые предпочтительно устанавливать в местах залегания устойчивых непроницаемых горных пород, набухающие пакеры можно использовать и в необсаженных стволах скважин с нестабильными мягкими и рыхлыми породами, так как уплотнительный элемент данного пакера способен предохранять стенки скважины от нарушения целостности пласта. Подходит для использования в стволах с неровным сечением, так как при разбухании уплотнительный элемент пакера способен принимать форму ствола скважины [4].

Библиографический список

1. В.С.Кроль. Применение пакерующих устройств в высоконапорных объектах глубоких скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1981.
2. С.Г.Апраткина, М.Ф.Гараева, Р.Р.Садыкова. Применение новых технологий в условиях высокой обводненности //Материалы научной сессии студентов 25-29 марта 2013. Часть III. Альметьевск: АГНИ. - С.5-8.
3. А.Р.Исхаков. Опыт применения водонефтенабухающих заколонных пакеров ТАМ // «ТатНИПИнефть». Секция №2 «Бурение, исследование и ремонт скважин» в 2011 году.

5. Технология за круглым столом: Заканчивание скважин, Baker Hughes, Halliburton, Packers Plus, Tenaris, TMK Premium-Services, Centek, TAM International & Tendeka //ROGTEC. -2011. -№ 4. www.rogtecmagazin.com.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

Математическая модель процесса перемешивания буровых растворов и смесей

Буранов Ф.Э., Курбанов А.Т.

Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан

Развивается методология многоячеечного представления аппарата перемешивания. Обычно аппарата перемешивания можно представить комбинацией нескольких зон. Это зоны - ячейки интенсивного перемешивания по движению материала, ячейки обратного возвращения материала, застойные зоны – которые участвуют в перемешивании за счет обменных потоков. Для примера, рассматривается вопрос перемешивание бурильных растворов и смесей в плоскодонном цилиндрическом реакторе. [1].

В аппарате листовой мешалкой с отражательными мешалками основным является радиальный поток, который у стенки разделяется на два потока. Величины последних зависят от положения мешалки, которая таким образом разделяет аппарат на верхнюю и нижнюю зоны с самостоятельными циркулирующими потоками. Основываясь на такой топологии потоков в аппарате, можно сформулировать циркуляционную модель с переменной структурой, состоящую из двух циркуляционных контуров с переменным числом ячеек идеального смешения в каждом, которые соединяются в зоне мешалки, представляющей собой ячейку идеального смешения. Объем зон в каждом контуре зависит от положения мешалки и может быть рассчитан по формулам:

Для объема зоны над мешалкой,

$$V_a = \frac{\pi D^2}{4} (H - h) - \frac{V_m}{2}.$$

Для объема зоны под мешалкой,

$$V_c = \frac{\pi D^2}{4} h - \frac{V_m}{2},$$

где, H - уровень жидкости в аппарате; h - расстояние от дна аппарата до лопастной мешалки; D - диаметр аппарата.

Объем зоны идеального смешения V_m вблизи мешалки определяется по уравнению

$$V_m = \frac{\pi b}{12} (5D^2 + d^2 + Dd),$$

где, d – диаметр окружности, описываемой лопастью мешалки.

Число ячеек в верхних и нижних зонах может быть найдено из соотношения:

$$v = \frac{n_d}{n_i},$$

где, n_b – число ячеек в большой зоне; n_m – число ячеек в меньшей зоне.

Основной поток q рассчитывается по формуле:

$$q = q_1 + q_2 = 1,535 d^2 b \omega$$

где, q_1 и q_2 – объемная скорость потока в верхнем и нижнем контурах; b – ширина лопасти мешалки; ω – число оборотов мешалки [2].

На рисунке 1 проиллюстрированы результаты компьютерного моделирования процесса перемешивания в жидких средах с применением программы MATLAB.

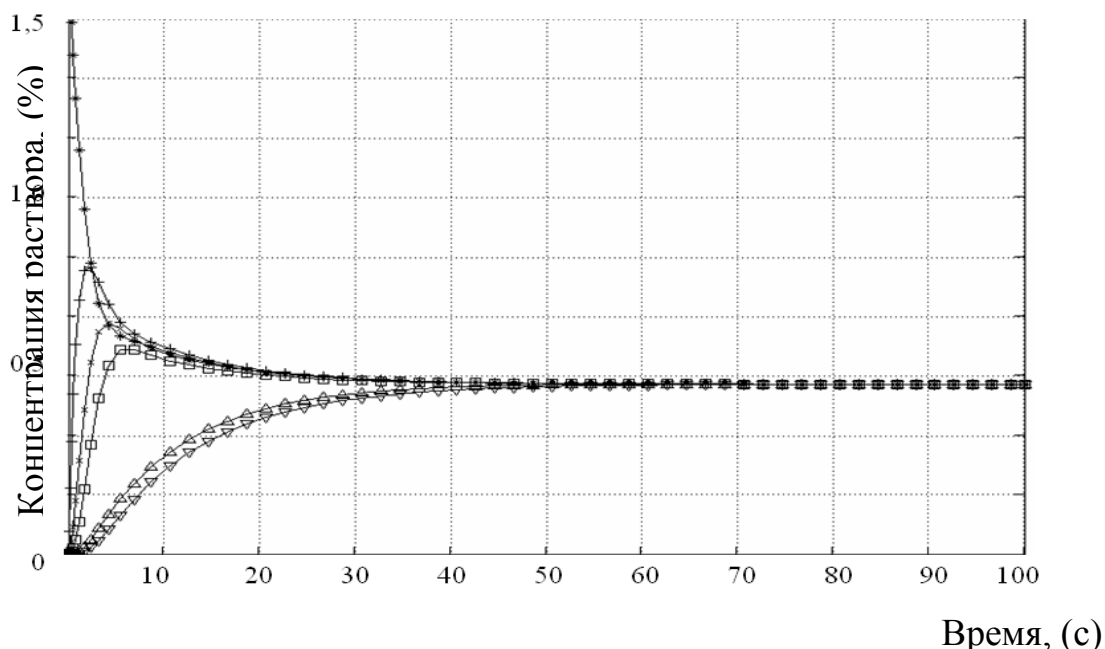


Рисунок 1. Изменение концентрации раствора во времени при перемешивании жидких растворов

На графике изменения концентрации раствора при перемешивании видно, что полученная смесь за 25 с первой зоне плавно доходит до концентрации 0,5%, а в зонах 2, 3, 4 наблюдается всплеск концентрации жидкости и затем снижается до требуемого уровня. 5-я и 6-я зоны являются застойными, на графике наглядно видно, что концентрация смеси в этих зонах достигает необходимого значения за 40 с.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dC_1}{V_1 d\tau} = (Q_o C_o + Q_5 C_5 - Q_1 C_1) \alpha \\ \frac{dC_2}{V_2 d\tau} = (Q_1 C_1 + Q_{52} C_5 - Q_{25} C_{25} - Q_{23} C_2) \alpha \\ \frac{dC_3}{V_3 d\tau} = (Q_2 C_2 + Q_{43} C_4 - Q_{34} C_3 - Q_{35} C_3) \alpha \\ \frac{dC_4}{V_4 d\tau} = (Q_3 C_3 + Q_{25} C_2 + Q_{65} C_6 - Q_{51} C_5 - Q_{52} C_2 - Q_{62} C_2) \alpha \\ \frac{dC_5}{V_5 d\tau} = (Q_{34} C_3 - Q_{43} C_4) \alpha \\ \frac{dC_6}{V_6 d\tau} = (Q_{56} C_5 + Q_{65} C_6) \alpha \end{array} \right.$$

Таким образом, для рассматриваемого случая, продолжительность перемешивания составляет 50 °С увеличением скорости перемешивания продолжительность периодического перемешивания сокращается. Аппарат перемешивания представлен в многоячеечном виде. Для такой многоячеечной системы формализована компьютерная модель на основе программ MATLAB. Компьютерная модель позволяет рассчитать основные свойства системы перемешивания, в частности времени, уходящего на перемешивание в случае аппарата периодического действия.

Библиографический список

1. Грязнов Б.В., Богданов Ш.К., Парфенова Л.А. Фукс Г.И. Степура О.С. Исследование полимерных добавок для повышения эффективности процесса депарафинизации масел. Химия и технология топлив и масел. 1978, №1.
2. Кафаров В.В., Глебов М.Б. Математическое моделирование основных процессов химических производств. - М.: Высшая школа, 1991. 400 с.
3. Нурматов А.С, Султанов А.С. Моделирование смесителя с бипланетарным приводом // Узб. журнал нефти и газа, 1999, №1. С.37-38.

Предупреждение осложнений вследствие сужения открытого ствола в вязкопластичных горных породах корректировкой плотности буровой промывочной жидкости

Губайдуллин А.Г.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

При наличии в разрезе скважин упруговязкопластичных горных пород, выделение интервалов, опасных в отношении смятия обсадных колонн горным давлением, выполнение различных технологических операций (спуск и подъем компоновок низа бурильного инструмента, спуск обсадных колонн, проведение геофизических исследований и работ в скважинах и

т.д.) невозможно без расчета перемещения стенок скважины и плотности буровой промывочной жидкости. Расчет плотности буровой промывочной жидкости выполняют в соответствии с условиями предупреждения осложнений: притока пластовых флюидов; открытия поглощения буровой промывочной жидкости и обеспечения устойчивости открытого ствола скважины [1,2].

Основными мероприятиями по предупреждению осложнений, связанных с разбуриванием хемогенных пород, являются:

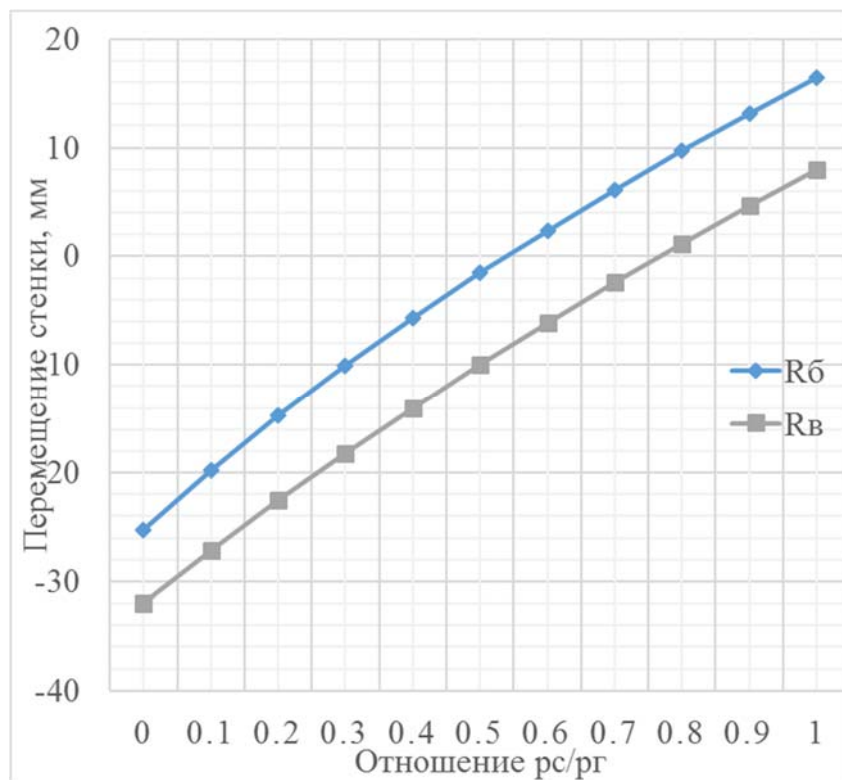
- предпочтительное применение буровых растворов: растворов на углеводородной основе; растворов на основе многоатомных спиртов; лигносульфонатных или гидрогельмагниевого растворов на основе дисперсионной среды, насыщенной солями;
- недопущение использования пресной воды для разбуривания соляной толщи;
- контроль течения солей с помощью профилометрии;
- недопущение течения и растворения солей за счет смены типа и увеличения плотности буровой промывочной жидкости;
- подбор плотности буровой промывочной жидкости при разбуривании глубокозалегающих пластов магниевых солей, а также при вскрытии линз с рапой путем поэтапного утяжеления его до величины, не приводящий к гидроразрыву вышележащих пород [3, 4].

Для предотвращения осложнений, связанных с сужением ствола установлены следующие три условия:

1. перемещение верхней стенки скважины должно быть равно нулю;
2. перемещения верхней и боковой стенок скважины равны по модулю;
3. предельно допустимая величина перемещения верхней стенки скважины равна величине завеса шарошек (2,5 мм для шарошечного долота диаметром 215,9 мм) [5].

На основе разработанной автором методики расчета [6] и выполненной на ее основе программы в MS Excel выполнены расчеты упруговязкопластических перемещений стенок скважин во времени от отношения давления столба буровой промывочной жидкости к горному давлению при горных давлениях 55; 97; 120 МПа. На рисунке 1 показаны зависимость упруговязкопластического перемещения стенок скважин (зенитный угол 45°) от отношения давления столба буровой промывочной жидкости к горному давлению в пласте каменной соли при горном давлении 55 МПа через сутки после вскрытия пласта долотом.

Зависимости на рисунке 1 является нелинейными, что в свою очередь не позволяет использовать ее для определения плотности буровой промывочной жидкости с целью предотвращения осложнений. Как видно из рисунка 1 второе условие в наклонно направленных и горизонтальных скважинах выполнить не удастся. Обеспечение третьего условия возможно лишь при относительно высоком значении плотности буровой промывочной жидкости более 1600 кг/м^3 .



Rб – перемещение боковой стенки скважины,
 Rв – перемещение верхней стенки скважины

Рисунок 1. Упруговязкопластическое перемещение стенки наклонно направленной скважины (зенитный угол интервала 45°) в зависимости от отношения давления столба буровой промывочной жидкости к горному давлению

Библиографический список

1. Айсин, Г. А. Особенности горно-геологических условий при бурении соленосной толщи и определение необходимой плотности бурового раствора для обеспечения устойчивости ствола поисково-параметрических скважин [Текст] / Г. А. Айсин, Н. Г. Никонов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2008. - №9. - С. 40-45.
2. Басарыгин, Ю.М., Булатов, А.И., Проселков, Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст]. – М.: Недрабизнесцентр, 2000. - 681 с.
3. СТО Газпром 2-3.2-299-2009. Строительство скважин в хемогенных отложениях [Текст]. – Введ. 28-05-2009. – М.: ООО "ВНИИГАЗ". – 18 с.
4. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области [Текст] / Сб. научных трудов, вып. 1. / под. ред. А.С. Пантелеева и Н.Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбургское книжное изд-во, 1997. – 256 с.
5. Булюкова, Ф.З. Прогнозирование и предупреждение осложнений, обусловленных упругим перемещением стенок скважины [Текст]: дис. канд. техн. наук: 25.00.15: защищена 28.06.11: / Булюкова Флюра Зиннатовна. – Уфа, 2011. – 142 с.

6. Губайдуллин, А.Г., Могучев, А.И. Упруговязкопластическое смещение стенок наклонно-направленных и горизонтальных скважин [Текст] // Территория Нефтегаз. – 2016. - №3 – С. 56-61.

Глушение скважин с негерметичной эксплуатационной колонной

Калинчук А.Н., Ваншейд И.Н., Никитин В.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Важную роль в процессе выполнения ремонтных работ играют жидкости глушения, обоснованный выбор которых с учетом геолого–технических условий скважин позволяет обеспечить предупреждение поглощений, нефтегазоводопроявлений, снижению продуктивности скважин в послеремонтный период, агрессивному коррозионному воздействию на внутрискважинное оборудование и др.

Способ глушения скважин технологической жидкостью необходимой плотности наиболее прост, надежен и экономичен. Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачиванию в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ.

В процессе ремонта скважин жидкость глушения вступает в контакт с продукцией скважины; минералами горных пород, слагающих продуктивный пласт; флюидами пласта; специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ; а также с поверхностью обсадных и насосно–компрессорных труб и элементами насосного оборудования.

В общем виде жидкость глушения должна отвечать следующим требованиям [1, 2]: плотность ее должна быть достаточной для обеспечения необходимого противодавления на пласт; должна обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта; быть технологичной в приготовлении и использовании; не оказывать коррозионно–агрессивного воздействия на обсадные трубы и технологическое оборудование; не влиять на показатели геофизических исследований в скважине; не ухудшать коллекторских свойств продуктивных пластов при проведении перфорационных работ; должна быть совместима с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважины; должна быть термостабильной в конкретных условиях ее применения; технологические свойства должны быть регулируемы в широком диапазоне горно–геологических условий эксплуатации скважин; должна быть взрыво– и пожаробезопасной.

В процессе глушения пакерующих газовых и газоконденсатных скважин заполнение затрубного надпакерного пространства скважин жидко-

стью глушения должно проводиться через циркуляционный клапан, которым снабжены скважины.

Опыт показывает, что в процессе длительной эксплуатации часто клапан выходит из строя и открыть его практически невозможно. Кроме того, в реальных условиях большинство эксплуатационных колонн негерметичны.

Технология глушения реализуется следующим образом [3]. В лифтовую колонну газовой или газоконденсатной скважины, оборудованной эксплуатационной, лифтовой колоннами и пакером, первоначально снабженной циркуляционным клапаном, находящуюся в осложненных условиях, вызванных отказом циркуляционного клапана и негерметичностью эксплуатационной колонны, закачивают блокирующую композицию. В качестве блокирующей композиции используют высоковязкий полимерколлоидный раствор или загущенный инвертно-эмульсионный раствор. При этом композиция должна выдержать репрессию на пласт, в 3–5 раз превышающую пластовое давление, выдерживать максимальное значение гидростатического давления в скважине при АНПД, выдерживать максимальный перепад давления между скважиной и пластом.

Объем блокирующей композиции равен суммарному объему лифтовой колонны и объему затрубного подпакерного пространства скважины. Блокирующую композицию продавливают в подпакерное пространство скважины, последовательно закачивая в лифтовую колонну продавочную жидкость и жидкость глушения, и оставляют скважину на технологическую выстойку для выпуска газовых шапок. В качестве продавочной жидкости используют водометанольный раствор плотностью 920–960 кг/м³, а в качестве жидкости глушения для газовых скважин используют эмульсионный раствор на основе газового конденсата плотностью 940–1020 кг/м³, для газоконденсатных скважин – водный раствор хлорида натрия плотностью 1040–1100 кг/м³.

Закачивание блокирующей композиции, продавочной жидкости и жидкости глушения в лифтовую колонну возможно через гибкие трубы колтубинговой установки или через промывочные трубы, спускаемые с помощью передвижного подъемного агрегата, либо закачиванием через саму лифтовую колонну, в «лоб».

Библиографический список

1. Жидкости и технологии глушения скважин: учебное пособие / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 97 с.
2. Нифантов Ю.А., Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Кустышев А.В. и др. Ремонт нефтяных и газовых скважин. – СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2005:–Т.1 – 314 с., Т.2 – 548 с.

3. Пат. 2441975 РФ. Е 21 В 43/12. Способ глушения в осложненных условиях газовых и газоконденсатных скважин / Д.А. Кряквин, Д.С. Леонтьев, А.В. Кустышев и др. (РФ). – № 2010126352/03, заяв. 28.06.10; опубл. 10.02.12, бюл. № 4.

Научный руководитель: Леонтьев Д. С., ассистент.

Разработка и исследование способов повышения скорости растворения полимерных реагентов для буровых промывочных растворов

Королев А.С.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск*

Дальнейшее успешное развитие скважинной горной технологии, и как следствие нефтегазодобывающей отрасли промышленности, напрямую связано с эффективным и экономически выгодным процессом сооружения скважин. Причем получение положительного эффекта достигается не только сокращением сроков строительства скважин, но и сокращением затрат на ликвидацию аварий и осложнений при бурении.

Огромная роль в процессе бурения скважин отводится буровому раствору, представляющему собой сложный комплекс химических реагентов. Регулирование одних из основных технологических параметров, таких как реологические свойства и показатель фильтрации, производится путем обработки раствора синтетическими и природными модифицированными полимерными реагентами различного состава. Самыми распространенными из них являются реагенты понизители фильтрации, включающие следующие наиболее часто используемые полимеры: КМЦ, ПАЦ, модифицированные крахмалы. Эффективность применения данных реагентов зависит как от концентрации их в буровом растворе, так и от скорости растворения полимера, которая зависит от способа ввода реагента при обработке промывочной жидкости. Использование для обработки раствора высокоочищенных и высокозамещенных карбоксиметилловых эфиров целлюлозы приводит к тому, что при контакте с водой на поверхности агломератов вводимого полимерного реагента очень быстро образуется гидратная оболочка, результатом появления которой является образование труднодиспергируемых структур, также называемых «рыбий глаз», растворение которых существенно замедляется.

Таким образом, решение проблемы длительного растворения полимера сводится к уменьшению размеров растворяемых частиц и предотвращению их агрегатирования. Исходя из этого для повышения эффективности использования полимерных реагентов понизителей фильтрации предложено два пути решения:

1. применение суспензий полимеров, в которых суспензия образована инертной жидкой фазой, так называемой буферной жидкостью, и твердой фазой – требуемым полимером;

2. обработка полимерного реагента диспергирующим веществом.

В целях создания суспензий в качестве буферных жидкостей был предложен ряд реагентов, являющихся отходами химической промышленности: оксали Т-66, Т-90, Т-92, антраценовое масло и полигликоли. Подобный выбор обусловлен их относительно низкой стоимостью, а также тем фактом, что добавленный в них полимер не набухает и не растворяется.

Для всех предложенных реагентов были проведены исследования их влияния на технологические параметры бурового раствора. При перемешивании всех образцов наблюдалось пенообразование, причем в ряду оксаль Т-90, оксаль Т-92, антраценовое масло, оксаль Т-66, полигликоли пенообразование увеличивалось. Таким образом, для дальнейших исследований в качестве буферной жидкости были приняты оксали Т-90 и Т-92.

При реализации второго пути решения проблемы в качестве диспергирующего вещества было предложено использование лауриновой кислоты.

Для проверки работоспособности предложенных технологий был взят промышленно выпускаемый реагент понизитель фильтрации SB Pac LV. Также были исследованы синтезированные образцы ПАЦ при различных способах их обработки лауриновой кислотой: в процессе синтеза и после него.

В ходе проведения опытов по первому пути решения были приготовлены образцы суспензий, содержащие 33% масс. полимера. Методика экспериментов заключалась во введении готовой суспензии в модельный буровой раствор с последующим перемешиванием в верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин в течение заданного времени. Затем проводилось определение реологических параметров бурового раствора и показателя фильтрации.

На графиках 1 и 2 представлены результаты определения показателя фильтрации при добавлении в модельный буровой раствор соответственно 0,5 % синтезированного полимера и суспензии (в пересчете на массу чистого полимера).

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

– в случае обработки модельного бурового раствора суспензией полимера показатель фильтрации достигает своего минимального значения за значительно более короткий промежуток времени. Что является оптимальным в случае необходимости быстрого приготовления большого количества раствора. Однако применение суспензий осложнено тем, что они характеризуются невысокой концентрацией полимера (33%), поскольку более высокое его содержание приводит к потере текучести суспензии. Это сказывается в первую очередь на технологичности способа ввода и на транспортных издержках;

– эффективность применения полимерных реагентов, обработанных диспергирующим веществом существенно уступает суспензиям полимеров,

однако, учитывая очевидное достоинство, а именно сохранение высокой концентрации полимера (98%), данный метод представляется весьма перспективным;

– обработка полимерного реагента диспергирующим веществом более эффективна после его производства, что дает основание предполагать о возможности обработки любого промышленно выпускаемого полимера без изменения основной технологической линии производства.

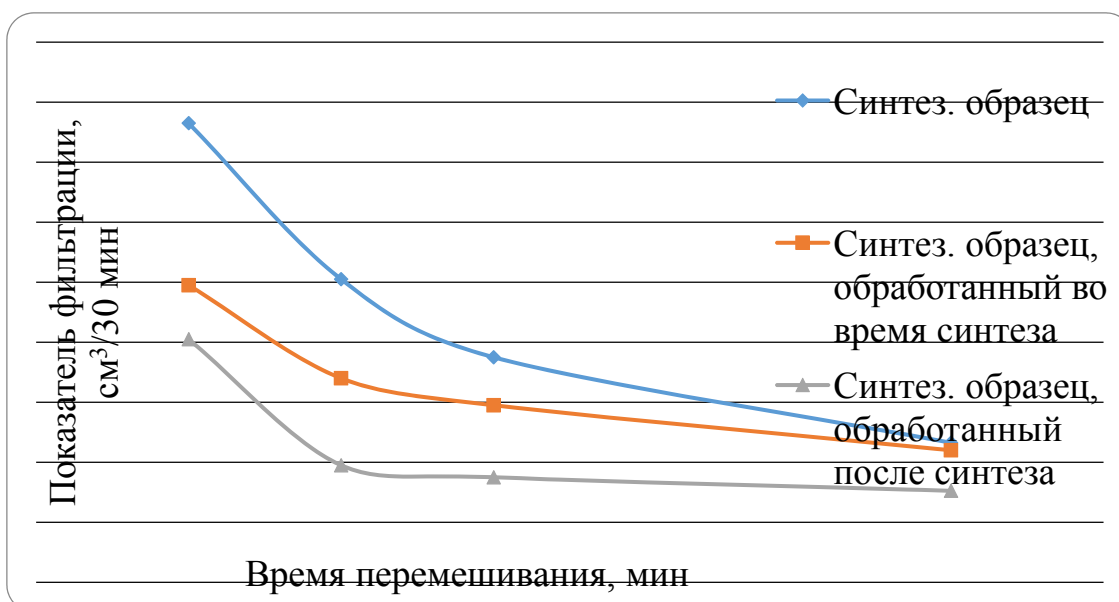


График 1. Зависимость показателя фильтрации от времени перемешивания образцов, содержащих синтезированный полимер

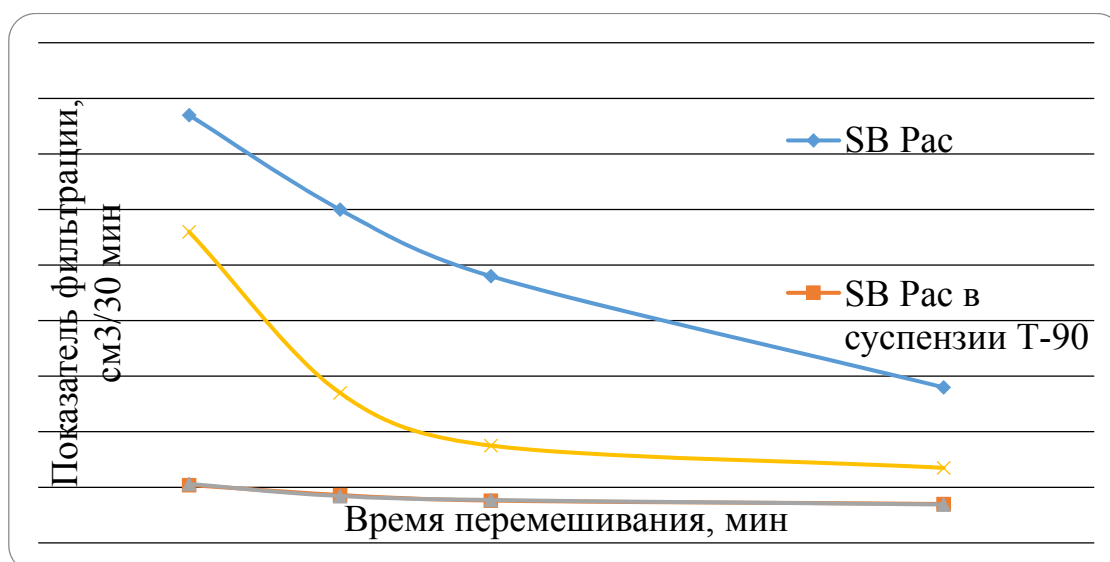


График 2. Зависимость показателя фильтрации от времени перемешивания образцов, содержащих промышленно выпускаемый полимер

Научный руководитель: Минаев К.М., канд. хим. наук, доцент.

Деформации кустовых площадок и скважин вследствие растепления мерзлых пород и способы их предотвращения

Короткова Ю.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При растеплении грунтов фундаментов нефтегазовых объектов на месторождениях Западной Сибири происходят деформации, конструктивные нарушения и аварийные ситуации. Все они связаны с возникновением провалов, осыпей, сдвигов как поверхностных слоев почв, так и нижележащих многолетнемерзлых пород (ММП).

Автором статьи проведен анализ деформаций кустовых площадок и скважин, расположенных на них, возникающих от воздействия тепла добываемого флюида на вечноммерзлые грунты.

Добываемые из глубоких продуктивных горизонтов флюиды обладают высокой температурой [1], они нагревают скважину и окружающие ее породы. Геокриологические условия ММП нарушаются. Лед в вечноммерзлом грунте оттаивает, ослабляя скелет пород и монолит грунтов, вследствие начинающихся деформаций образуются провалы и приустьевые воронки, осыпи и вспучивания. Текучие породы и вновь замерзающая после растепления вода в замкнутых пространствах ведут к сдвигам пластов, смятию обсадных колонн, потере устойчивости крепи скважин и оснований свай, несущих нагрузку линейной обвязки кустовых площадок. Создаются предпосылки для разрушения сооружений, аварийности объектов, возникновения открытых фонтанов, грифонов газогидратов и загрязнения природы.

По этим причинам на месторождениях Западной Сибири наблюдаются провалы устьев скважин и смещения фонтанных арматур, свай и приустьевого оборудования (рисунок 1).



Рисунок 1. Деформации устьев скважин

Во избежание данных нарушений техноферной безопасности предлагается проведение ряда мероприятий и мониторинга, исключающих либо сводящих к минимуму риск возникновения вышеуказанных деформаций.

На стадии разработки проекта на строительство скважин, на основании проведенного анализа результатов инженерных изысканий и параметрического бурения, специалист-проектировщик должен провести следующие расчеты для определения оптимального варианта конструкции скважины и выбора кустовой площадки:

- расчет ореола растепления ММП вокруг скважин для выбора расстояния между устьями скважин в кусте;
- расчет прочности и типа обсадных колонн для предотвращения их возможного смятия вследствие растепления-замерзания вмещающих конструкцию пород;
- расчет продольной устойчивости крепи скважин во избежание ее потери при оттаивании ММП;
- гидравлический расчет цементирования с обязательным подъемом тампонажного раствора заданной плотности до устья.

Подрядчику, осуществляющему на месторождении строительство кустовых площадок, необходимо отсыпать объект тех размеров (по периметру и толщине подушки) и гранулометрического состава, которые заложены в проекте на обустройство и подтверждены теплотехническими расчетами. Здесь важно соответствие кустовой площадки и расположенных на ней скважин требованиям МЧС по противопожарной безопасности [2].

Буровому подрядчику необходимо четко соблюдать проектные решения, предотвращающие загрязнение буровым раствором продуктивных пластов, шламом выбуренной породы – поверхности месторождения, недоподъем тампонажного раствора на устье, дефекты обсадных колонн и оборудования устья, простои скважин, ведущие к обратному промерзанию уже растепленных пород и смятию колонн.

Любой нефтегазовый объект должен на весь период эксплуатации сохранять целостность и надежность, эффективность работы и соответствовать условиям безопасности опасного производства. За добычей флюида и состоянием устьевого оборудования, и качеством грунта кустовой площадки необходимо вести тщательный технический надзор, контролировать процесс работы скважины, проводить своевременные мероприятия по недопущению негативных воздействий. Например, при появлении приустьевых воронок следует подсыпать образующиеся провалы минеральным грунтом, близким по физико-механическим свойствам тому, который слагает кустовую площадку. Во избежание смятия обсадных колонн при обратном промерзании ММП не целесообразно «останавливать» скважину на долгое время, особенно, в зимнее время эксплуатации. При этом необходимо использовать греющие кабели либо ППУ (передвижные парообразующие

установки). Для большей надежности крепи скважины и противостояния ее к влиянию ММП еще на стадии проектирования разрабатываются следующие технико-технологические решения:

- применение в конструкции активной теплоизоляции типа СОУ (сезонно-охлаждающие устройства) или греющих кабелей или пассивной – термокейсов, ТЛТ (теплоизолированных лифтовых труб), незамерзающих жидкостей в межтрубном пространстве, специальных цементов с противоморозными присадками;

- сооружение блок-боксов закрытого типа над устьем скважин;
- повышение сцепления цементного камня с породами и колонной и полное замещение бурового раствора тампонажным с обязательным выходом последнего на устье;

- разработка и применение специальных устройств для конвекции тепла, качественного вытеснения технологических жидкостей из затрубья и заполнения каверн разреза, жестких центраторов и центраторов-турбулизаторов и т.д.

Следуя вышесказанному, если правильно проектировать опасный производственный объект и соблюдать требования ФНиП [3] и первичной документации, своевременно реагировать на проявления негативного воздействия мерзлоты на скважину и кустовую площадку, можно добиться успешной и эффективной добычи углеводородов с наименьшим риском для окружающей среды.

Библиографический список

1. Р Газпром 2-3.2-305-2009 Повышение продольной устойчивости конструкций скважин в просадочных породах криолитозоны. – М.: ООО «ВНИИГаз», 2009. – 42 с.

2. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. Утвержден приказом Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России) от 17 июня 2015 г. № 302. Введен в действие 01.07.2015 г.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Ростехнадзор РФ. - М., 2013 г. с изменениями от 12.03.2013 приказ № 101 и изменением от 12.01.2015 приказ № 1.

Научный руководитель: Коротков С.А., канд. техн. наук, доцент.

Ремонт скважин в осложненных условиях с помощью ГТ

Попова Ж.С., Рахмонов А.А., Мехдизаде Н.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Характерными факторами, усложняющими эксплуатацию нефтяных и газовых залежей на завершающей стадии, являются падение пластового давления; повышение обводненности продукции, за счет подъема подошвенных или прорыва нагнетаемых вод; изношенность эксплуатационного фонда скважин и выхода их в бездействующий фонд и далее в восстановительный ремонт [1]. Это обуславливает изменение спектра проводимых ремонтов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, увеличилась доля сложных капитальных ремонтов скважин (КРС), возросла и их продолжительность, снизилась результативность и увеличилась степень опасности проводимых ремонтов [2], сложность которых, характеризуется применением в комплексе нескольких технологических операций, использованием технически сложных оборудования и инструментов, разнообразием применяемых технологических растворов и композиций, а также безопасным проведением работ. Наиболее сложными и трудоемкими видами ремонтных работ в эксплуатационных скважинах, являются работы по ликвидации аварий, связанные с прихватом, обрывом и падением внутрискважинного оборудования, которые проводятся по стандартным технологиям с предварительным глушением скважины. Однако, глушение скважины не всегда обоснованно по геологическим (аномально низкие пластовые давления, наличие зон поглощения) или технологическим причинам (работы проводятся внутри насосно-компрессорных труб). В таких условиях к технологиям проведения АВР предъявляется дополнительное требование, это ведение работ в условиях депрессии на пласт, что возможно при использовании технологий ГТ [3].

Ремонтные работы в скважинах с применением ГТ имеет ряд преимуществ перед традиционным способом с помощью передвижного подъемного агрегата (ППА): работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины; ускорение спуска инструментов; более быстрое развертывание и свертывание подъемного агрегата и вспомогательного оборудования; сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов [4].

Однако существующие технологии ГТ по извлечению аварийного оборудования не позволяют достичь поставленных результатов в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин в виду ограниченности поверхностного оборудования колтюбинговой установки:

- ограниченность вместимости барабана;
- отсутствие возможности поворота всей колонны вокруг своей оси;
- ограниченность в тяговом усилии инжектора колтюбинговой установки.

С целью совершенствования системы управления качеством ведения аварийно-восстановительных работ в скважине, авторами на основании статистических данных, с использованием логико-графического метода, построено «дерево событий» вероятности развития наиболее опасного сценария на примере водоизоляционных работ в газовых скважинах (рисунок 1) [5]. Данный метод позволяет оценивать и сравнивать различные опасности по единым показателям и дает возможность определить возможную частоту возникновения негативного события в процессе ремонта скважины в цифровом значении.

Анализ рисунка 1 показывает, что развитием наиболее опасного сценария является поглощение, прихват и обрыв ГТ с вероятностью $4,8 \cdot 10^{-5}$ в год⁻¹/м. Другими словами, это означает возникновение аварийных ситуаций в процессе проведения водоизоляционных работ в 2-х скважинах с помощью ГТ, требующие глушения скважины и замены подъемного агрегата на ППА.

Исходное событие	Поглощение	Прихват	Обрыв	Конечное событие	Частота возникновения
Ремонтно-изоляционные работы	0,95 → Да	0,017 → Да	0,003 → Да	Переход ремонта в категорию сложных работ	$4,8 \times 10^{-5}$
			0,014 → Нет	Расхаживание, установка ванны	$2,26 \times 10^{-4}$
	0,933 → Нет	0,005 → Да	0,0035 → Да	Переход ремонта в категорию сложных работ	$8,7 \times 10^{-7}$
			0,0015 → Нет	Расхаживание	$3,7 \times 10^{-7}$
	0,05 → Нет	0,045 → Нет	0,001 → Да	Ловильные работы (простая авария)	$2,25 \times 10^{-6}$
			0,044 → Нет	Повторные работы	$9,9 \times 10^{-5}$

Рисунок 1. Определение частоты возникновения осложнений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ логико-графическим методом («дерево-событий»)

При этом исключение глушения скважины, как фактор, дополнительно оказывающий негативное воздействие на фильтрационно-емкостные свойства пласта в процессе ремонта скважины, будет способствовать повышению качества ремонта, и как следствие повышению дебитов нефти, газа, газового конденсата, или как минимум позволит сохранить дебит на доремонтном периоде. Это особенно важно в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, обусловленных наличием АНПД, низкими ФЭС пласта, а также катастрофического поглощения технологической жидкости.

Библиографический список

1. Ваганов Ю.В. К вопросу методологического обеспечения капитального ремонта скважин на современном этапе разработки месторождений [Текст] / Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 6. – С. 70-74.
2. Кустышев А.В., Ваганов Ю.В., Долгушин В.А. Организация капитального ремонта скважин в современных условиях разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 6. – С. 70-74.
3. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири [Текст] - М.: ООО «Газпром экспо», 2010. - 255 с.
4. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / А.Г. Молчанов, С.М. Вайншток, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин [Текст] – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.
5. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. ГУЦ НТЦ “Промышленная безопасность”. Утверждены Госгортехнадзором России, Постановление от 10.07.2001 г. № 30.

Научный руководитель: Ваганов Ю.В., канд. техн. наук, доцент.

Применение технологии многозабойного бурения на шельфе Социалистической Республики Вьетнам

Набока Р.Р., Потапов А.В.

*Акционерное общество «Зарубежнефть», РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, г. Москва*

АО «Зарубежнефть» - ведущая государственная нефтегазовая компания России с 50-летним уникальным опытом внешнеэкономической деятельности. Стратегией Компании предусмотрен интенсивный вход в новые проекты с целью наращивания ресурсной базы и объемов добычи. Одним из таких проектов в настоящий момент, является «Блок 12/11», который находится на шельфе Вьетнама [1].

Актуальность темы работы обусловлена возможностью снижения затрат на разработку месторождения, вследствие совмещения геологоразведочных работ с бурением эксплуатационных скважин.

«Блок 12/11» расположен в 350 км к юго-востоку от города Вунг Тау. В пределах данного блока находится месторождение Thien Nga на котором и рассматривается применение технологии многозабойного бурения. На месторождении пробурено 2 поисково-оценочные скважины, в первой из которых получен промышленный приток газа. Глубина моря в районе ведения работ составляет 75 м [1].

В интервале залегания Верхнего Олигоцена 3872-4004 метров в порово-трещинном коллекторе содержится газ и газоконденсат с пластовым давлением в 42 МПа. Кроме того, в данном интервале присутствует водоносность [1].

В 1953 г. под научным руководством А.М. Григоряна была пробурена первая многозабойная скважина (МЗС). На шельфе первая многозабойная скважина была пробурена в 1989 году компанией Arabian Oil Co. в Саудовской Аравии. На сегодняшний день практически все ведущие нефтегазовые компании мира имеют опыт применения технологии многозабойного бурения. Совершенствование технических средств, а также полученный опыт открывает новые возможности для применения данной технологии. [3,4,5].

Строительство скважины на месторождении Thien Nga планируется осуществить в три основных этапа: 1) бурение пилотного наклонно-направленного ствола с последующим испытанием продуктивного горизонта в открытом стволе и дальнейшей его ликвидацией путем установки цементных мостов; 2) бурение первого горизонтального ствола; 3) зарезка из эксплуатационной колонны и бурение второго горизонтального ствола. Построение профиля скважины производилось с использованием специального программного обеспечения «Landmark Compass». На рисунке 1 показан проектный профиль скважины.

Для вырезания «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 245 мм планируется применить извлекаемый клин-отклонитель, установка которого осуществляется совместно со спуском соответствующей компоновки для вырезания «окна».

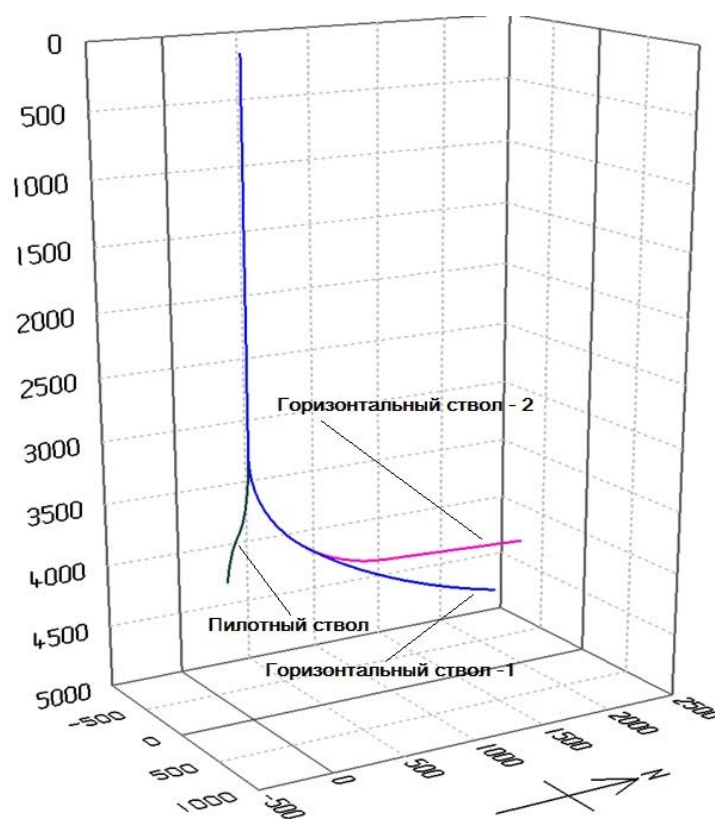


Рисунок 1. Проектный профиль скважины

Выбор 5 уровня сложности обусловлен необходимостью герметичности соединения, так как добываемым флюидом является газ и газоконденсат. В процессе эксплуатации многозабойной скважины существует необходимость повторного доступа в основной и боковой стволы. Из обоих горизонтальных стволов планируется одновременная добыча газа и газоконденсата.

В данном регионе работают только две компании, которые имеют необходимое оборудование для строительства МЗС по 5 уровню сложности: Schlumberger и Baker Hughes. В свою очередь компания Schlumberger располагает двумя различными по своему исполнению системами: Rapid X и Rapid Xtreme. У компании Baker Hughes имеется система под названием Hydra Split Hydraulically Isolated.

Основным элементом системы RapidX является герметичное соединение, состоящее из двух частей: шаблона и коннектора. При этом место сочленения основного и бокового стволов не цементируется. Цементированию подлежит только основной ствол (эксплуатационная колонна). Данная система уже прекрасно себя зарекомендовала в таких регионах, как Россия (Чайво НГКМ, Южно-Тамбейское ГКМ, Ю. Корчагина НГКМ), Австралия, Ближний Восток и Каспийский регион, Южная Америка, а также Восточная Азия. На 2015 год в мире было установлено 32 такие системы.

К преимуществам данной системы можно отнести возможность селективной добычи и стимуляции, а также полного отсечения одного из стволов при необходимости. Кроме того, система Rapid X является надежной и испытанной в различных регионах.

Однако, в исключительных случаях при установке системы Rapid X возникают непредвиденные инциденты, вследствие высокой технологичности оборудования. Так, дополнительные затраты времени при установке системы на Южно-Тамбейском ГКМ составили 106,5 часов.

По результатам анализа технических характеристик, опыта применения, а также стоимости оборудования предлагается применение системы Rapid X. Стоимость выбранной системы составляет порядка 1,7 млн. долл. Общее время заканчивания одной скважины составляет приблизительно 180 часов.

Стоимость строительства одной горизонтальной скважины в этом регионе составляет приблизительно 12-18 млн. долл., а поисково-оценочной 10-30 млн. долл. Объединение поисково-оценочной скважины с двумя горизонтальными в одну многозабойную позволит существенно уменьшить затраты. Так, строительство многозабойной скважины по 5 уровню сложности оценивается приблизительно в 43 млн. долл. Сокращение затрат, в основном, связано с уменьшением необходимых материалов для строительства скважины, а также времени работы СПБУ и других вспомогательных средств.

В целом, можно сказать, что технология строительства многозабойных скважин является актуальным направлением для применения на шельфе Социалистической Республики Вьетнам, особенно на месторождениях с малыми запасами, что позволит сделать их разработку более рентабельной.

Библиографический список

1. Фам Суан Шон, Иванов А.Н., Макутенко В.Д. Технико-экономическое обоснование целесообразности освоения блока 12/11 Южно-Коншонского бассейна шельфа СРВ. - г. Вунг Тау; СП «Вьетсовпетро» НИПИморнефтегаз. – 2015. – 343 с.
2. Проект на строительство скважины № 12/11-TN-3X на структуре Thien Nga (Лебедь) Блока 12/11 шельфа СРВ. - АО «Гипровостокнефть», 2016.
3. Оганов Г.С. Методы проектирования строительства наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин с большим отклонением ствола от вертикали: дис. д-р. техн. наук: 25.00.15/ Оганов Гарри Сергеевич – Москва, 2004. – 370 с.
4. Повалихин А.С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: монография/ А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 с.
5. TAML Multilaterals Guidebook// 2004. – 277 с.

Научный руководитель: Кемпф К.В.; Оганов Г.С., д-р техн. наук, профессор.

Газовые гидраты на шельфе мирового океана – энергетические перспективы

Озоль М.А., Матюшев С.С., Петров К.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

К настоящему времени установлено, что около 98% залежей газогидратов являются аквамаринными и сосредоточены на шельфе и континентальном склоне Мирового океана (у побережий Северной, Центральной и Южной Америки, Северной Азии, Норвегии, Японии и Африки, а также в Каспийском и Черном морях), на глубинах воды более 200-700 м, и только всего 2 % – в приполярных частях материков, общий вид которых представлен на рисунке 1.

В России основные направления поиска газогидратов сейчас сосредоточены в Охотском море и на озере Байкал. Интерес также представляют акватории юга России – Черного и Каспийского морей [2].

Что касается методов обнаружения залежей гидратов метана, то одним из основных и наиболее эффективных сегодня является акустическое зондирование отложений морского дна.

Трудности извлечения метана из газогидратов связаны с тем, что месторождения залегают на больших глубинах. Чтобы получить метан, надо превратить газогидрат в газ, т.е. разрушить его, и отобрать пузыри газа в емкости [3].

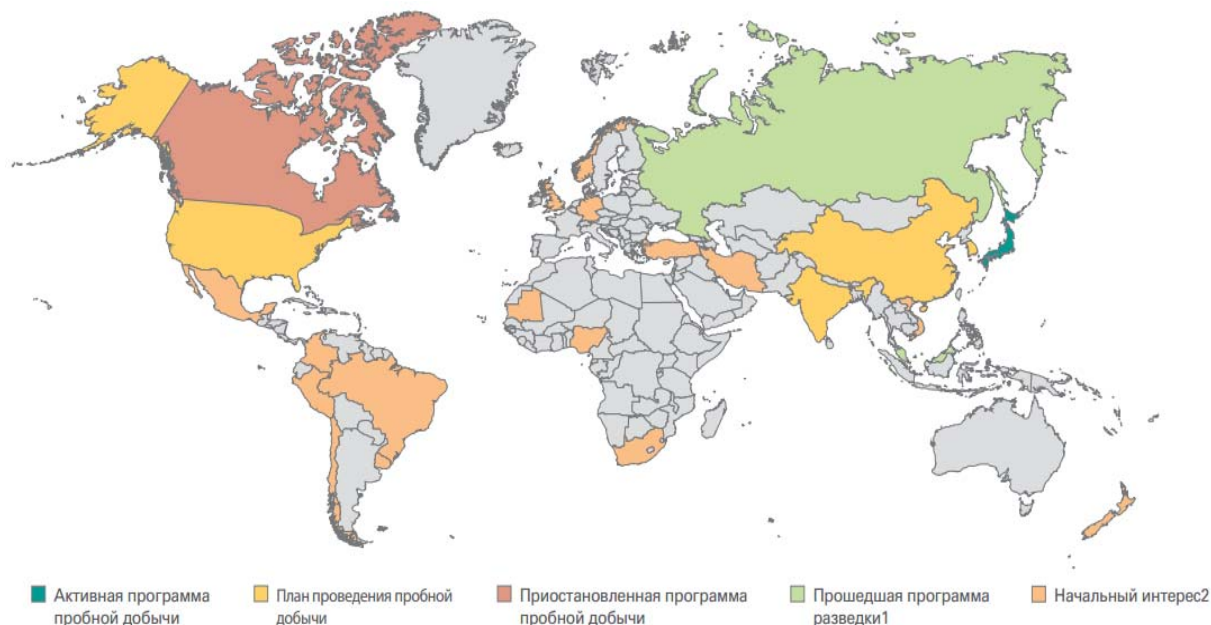


Рисунок 1. Основные страны, активно развивающие технологии газовых гидратов

Первый шаг в добыче газа из скоплений газовых гидратов - дестабилизация структуры гидрата *in situ*. Во время пробной полевой добычи были исследованы и испытаны три основные методики диссоциации, которые представлены на рисунке 2. Химические ингибиторы также могут использоваться, но маловероятно, что они обеспечат автономное решение для диссоциации. Эти методики не являются взаимно исключаящими и, вероятно, будут комбинироваться в цикле добычи [1].

Метод понижения давления является пригодным для гидратных пластов, где насыщенность гидратами невелика, а газ или вода не потеряли свою подвижность. Естественно, что при увеличении гидратонасыщенности эффективность этого метода резко падает. Так, при насыщенности пор гидратами более 80 % получить приток из гидратов за счет снижения забойного давления практически невозможно. Другой недостаток метода снижения давления связан с техногенным образованием гидратов в призабойной зоне вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Таким образом, разработка гидратных залежей за счет понижения давления возможна только при закачке ингибиторов в призабойную зону, что значительно увеличит себестоимость добываемого газа [5].

Тепловой метод разработки газогидратных месторождений пригоден для пластов, имеющих высокое содержание гидратов в порах. Однако, как показывают результаты расчетов, тепловое воздействие через забой скважины малоэффективно. Это связано с тем, что процесс разложения гидратов сопровождается поглощением тепла с высокой удельной энтальпией 0,5 МДж/кг (для примера: теплота плавления льда составляет 0,34 МДж/кг). По мере удаления фронта разложения от забоя скважины все больше энергии тратится на прогрев вмещающих пород и кровли пласта, поэтому зона теплового воздействия на гидраты через забой скважины исчисляется первыми метрами [4].

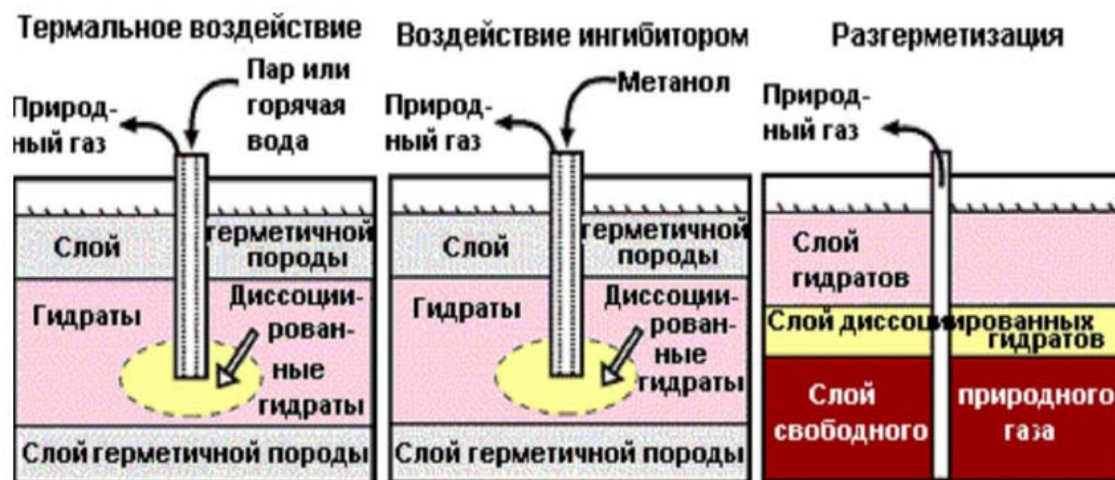


Рисунок 2. Методы вызова притока газа из гидратного пласта

Наибольшие перспективы имеет комбинированный метод, состоящий в одновременном снижении давления и подводе тепла к скважине. Причем основное разложение гидрата происходит за счет снижения давления, а подводимая к забою теплота позволяет сократить зону вторичного гидратообразования, что положительно сказывается на дебите. Недостатком комбинированного метода (как и теплового) является большое количество попутно добываемой воды [6].

Выдвинута интересная и достаточно хорошо аргументированная гипотеза, согласно которой периодические потепления и оледенения на Земле вызваны разложением и образованием газовых гидратов. В целом решение проблемы взаимосвязи климат – газовые гидраты находится сегодня в зачаточном состоянии (рисунок 3). Одним из решений этой проблемы может стать добыча газогидратов, особенно в Охотском море. И добыча газогидратов не предполагает строительства дорогостоящих систем транспортирования (нефтепроводов и газопроводов) в отличие от добычи обычного природного газа и нефти [7]. Это можно назвать экологическим преимуществом газогидратов, ведь разрастающаяся сеть газопроводов ведет к нарушению различных экосистем и другим проблемам. Например, это заставляет коренные малочисленные народы Севера покидать их привычные районы обитания.

Разработка газовых гидратов не является безрассудной идеей нескольких ученых. Геологоразведочные кампании и опытно-промышленные эксплуатации показали, что запасы газовых гидратов в песчаных отложениях можно извлекать, используя имеющиеся технологии. Дальнейшие инвестиции в программы по исследованию и разработке технологий в области газовых гидратов, наряду с проведением длительных испытаний помогут оценить долгосрочные экономические характеристики добычи газовых гидратов и решить проблемы экологии и безопасности. Потенциал энергии, заключенной в газовых гидратах, может обеспечить мир экологически чистой энергией еще минимум на 200 лет.

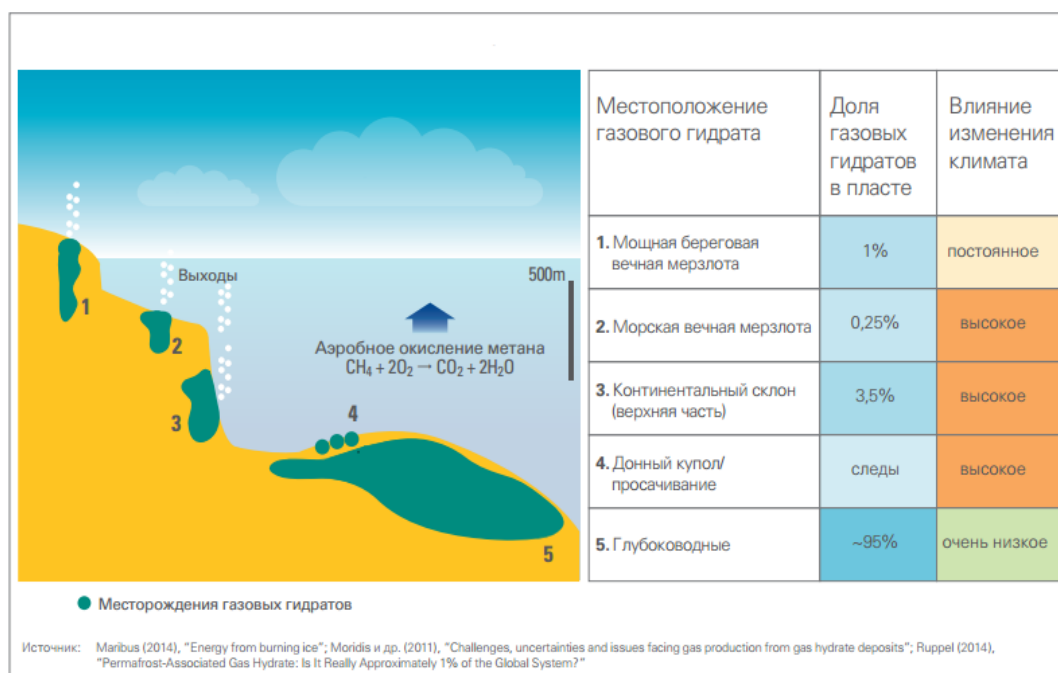


Рисунок 3. Секторы газовых гидратов, оценка доли газа в пласте и восприимчивости к изменению климата

Библиографический список

1. <http://sbc.slb.com>.
2. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты: ВНИИОкеангеология / Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А.- Москва: ВНИИОкеангеология, 1994 - 10 с.
3. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях/ Истомин В.А., Якушев В.С.- Санкт-Петербург, 1992 – 28 с.
4. Тохиди Б. Газогидратные исследования в университете Хериот Ватт (Эдинбург) [Текст] / Б. Тохиди, Р. Андерсон, А. Масоуди, Дж. Арджманди, Р. Бургасе, Дж. Янг // Рос.хим.ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И.Менделеева). – 2003. – т. XLVII. – № 3. – с. 49-58.
5. Википедия. Газовые гидраты [Электронный ресурс]: – электрон.дан. - URL: <http://ru.wikipedia.org>, свободный. – яз. рус., англ. – (Дата обращения: 22.03.2017).
6. Макагон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы [Текст]/ Ю.Ф. Макагон// Рос.хим.ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И.Менделеева). – 2003. – т. XLVII. – № 3. – с. 70-79.
7. Воробьев А.Е. Экспертная оценка современных мировых запасов аквальных залежей газогидратов [Электронный ресурс]:/ А.Е. Воробьев, А.Б. Болатова, Г.Ж. Молдабаева, Е.В. Чекушина // Специализированный журнал: Бурение и нефть. – 2011. – декабрь. – электрон. дан. – URL: <http://burneft.ru>, свободный. – яз.рус. – (Дата обращения: 22.03.2017).

Научный руководитель: Герасимов Д.С., канд. техн. наук, доцент.

О применении пакеров надувного действия при капитальном ремонте скважин

Семенов В.А., Яковенко С.Ю., Комаров К.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В процессе бурения, освоения или капитального ремонта нефтяных и газовых скважин часто возникает необходимость постоянного или временного разобщения скважин на отдельные участки. Для этих целей применяют специальное оборудование – пакеры.

Пакеры широко применяют при проведении различных технологических операций: гидравлическом разрыве пластов, кислотных и термических обработках пласта, водогазоизоляционных работах, при испытании и т. д.

В настоящее время все большую популярность получают наливные (надувные) пакеры, у которых герметизирующий элемент представляет собой оболочку, закрепленную на корпусе или выполненную заодно с ним. При этом оба ее конца или один неподвижны. Разобщение в скважине достигается за счет растяжения и прижатия оболочки к стенкам скважины под действием избыточного давления закачиваемой или находящейся в скважине жидкости.

Как правило, технология надувных пакеров является экономически эффективной, так как позволяет сократить количество спуско-подъемных операций при выполняемых внутрискважинных работах, а также предусматривает многократное применение самого оборудования.

Авторами в ходе анализа как российских, так и зарубежных источников, посвященных применению наливных пакеров, были выявлены основные направления их использования.

1. Борьба с асфальтосмолопарафинистыми отложениями (АСПО).
2. Глушение скважин. Надувной пакер чаще используется в качестве мостовой пробки и устанавливается в НКТ над пакером.
3. Гидравлический разрыв пласта. Основным преимуществом технологии наливных пакеров при ГРП – это возможность расширенного контроля параметров благодаря возможности оборудования компоновки линией контроля, а также возможность проведения нескольких ГРП в определенных интервалах.
4. Заколонные пакеры при заканчивании. Надувные пакеры могут применяться в качестве заколонных при разобщении продуктивных интервалов в вариантах заканчивания с цементированным хвостовиком.
5. Испытание пластов и проведение гидродинамических исследований (ГДИ). Благодаря возможности многократного использования в открытом стволе надувные пакеры и двухпакерные компоновки используются при испытании пластов при бурении и ГДИ скважин.

6. Консервация и ликвидация скважин. Надувные пакеры применяются в качестве мостовых пробок при консервации и ликвидации скважин. Причина, по которой используют данные пакеры, заключается в том, что они позволяют загерметизировать скважину по кондуктору через выфрезерованный интервал эксплуатационной колонны.

7. РИР. Ремонтно-изоляционные работы являются основным видом работ, при котором применяются надувные пакеры. Варианты применения данной технологии разнообразны. Надувные пакеры используются в качестве мостовых пробок и двухпакерных компоновок для селективной обработки интервалов с высокой обводненностью. Устанавливаются в горизонтальных стволах для изоляции интервалов посередине и в конце ствола. Также используются при закачке цемента.

8. Кислотные обработки. Надувные пакеры, в основном, в виде двухпакерных компоновок, широко применяются при солянокислотных обработках (СКО) для селективной обработки интервалов пласта.

Однако, не смотря на многообразие их применения, надувные пакеры обладают и рядом недостатков:

1. Риск разрушения внешнего резинового эластомера при спускоподъемных операциях (СПО).

2. Возникновение проблем при установке в открытом стволе с овальной формой и наличием каверн.

3. Выдавливание резины через армирование, металлические полосы и концевые шайбы.

4. Главными причинами выхода надувных пакеров из строя являются: разрыв пузыря из-за низкого качества резины и изготовления; применение кабельного армирования при большом коэффициенте расширения; низкая толерантность пакера к дифференциальным давлениям, не предусмотренным планом работ и конструкцией пакера; проблемы с извлечением из-за нарушений внешнего слоя эластомера; использование надувного пакера не по назначению.

Библиографический список

1. Аванесов, В.А. Пакеры для проведения технологических операций и эксплуатации скважин: учеб. пособие / В.А. Аванесов, Е.М. Москалева – Ухта: УГТУ, 2008. – 91 с.

2. Ясашин, А.М. Испытание скважин [Текст] / А.М. Ясашин. – М.: Недра, 2000. – 185 с.

3. Масич, В.И. Пакеры и якоря [Текст] / В.И. Масич, З.И. Захарчук, В.Л. Михеев. – М.: Недра, 1990. – 259 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

Осложнения и аварии при строительстве скважин в мерзлых породах

Ситина Н.А., Скримскис Г.Э., Карпов В.Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Геокриологические процессы в зоне распространения мерзлых пород вносят свой вклад в особенности первичного вскрытия продуктивного пласта, заканчивания скважин, цементирования, перфорации, освоения скважин, их последующей эксплуатации, ремонта, консервации или ликвидации.

Разведочные и эксплуатационные скважины должны размещаться, в основном, на площадях с талыми и мерзлыми породами, не подверженными просадки и деформациям.

Конструкция скважины должна обеспечить надежную сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла строительства и эксплуатации за счет применения соответствующих технических средств и технологических решений. Для бурения скважин в зоне распространения МП в качестве промывочной жидкости запрещается использовать воду. Для предупреждения кавернообразования следует применять высоковязкие полимерглинистые и биополимерные промывочные жидкости с регулируемым содержанием твердой фазы, продувку забоя воздухом воздухом или пенами, а также долота диаметром меньше номинального с последующим расширением ствола скважины до проектного значения. Тепловой режим бурения в интервалах МП, а также такие показатели промывочной жидкости, как температура, вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС), показатель фильтрации и плотность, должны обеспечивать снижение разупрочняющего воздействия на приствольную зону. Эти показатели должны контролировать и поддерживаться в оптимальных пределах.

Забуривание наклонно-направленного ствола в интервалах залегания МП не допускается. Для цементирования обсадных колонн применяется цемент для низких и нормальных температур с ускорителем схватывания.

При опрессовке колонн и межколонных пространств следует применять незамерзающие жидкости, в том числе и используемые при бурении буферные жидкости.

Комплекс мероприятий по предупреждению смятия колонн и аварийных газопроявлений в скважине в случае длительного ее простоя после окончания бурения должен учитывать предполагаемый срок простоя (время обратного промерзания) и наличие в заколонном и межколонном пространствах замерзающей жидкости. Перечень мероприятий разрабатывается организацией – исполнителем работ по согласованию с добывающей организацией и территориальным органом Ростехнадзора. В случае падения температуры до опасных значений необходимо обеспечить периодический прогрев крепи прокачкой подогретой жидкости или отбора газа либо (при длительной консервации) проведение замораживания без перфорации.

Работы по вызову притока могут быть начаты только после обследования состояния скважины глубинными приборами (калибраторами, термометром, манометром), установления их проходимости по всему стволу и прогрева крепи в интервале МП прокачкой подогретой жидкости через спущенные НКТ.

В процессе строительства скважин в районах МП наиболее часто встречаются следующие осложнения, возникающие в результате влияния мерзлоты: поглощения бурового раствора, обвалы стенок скважин и прихваты инструмента, грифоны и газопроявления, смятия обсадных колонн. В результате действия бурового или цементного раствора лед, наполняющий трещины, каверны и поры, начинает таять и, переходя в жидкую фазу, занимает меньший объем. В скважине понижается уровень жидкости и, следовательно, уменьшается противодействие на пласт. Поглощения бурового раствора в мерзлых породах можно предупредить и ликвидировать тремя способами: поддержанием необходимого теплового режима в скважине, уменьшением перепада давления между скважиной и пластом, заполнением пор, трещин различными тампонирующими материалами.

Выбор того или иного метода зависит от конкретных условий в скважине.

Для поддержания необходимого теплового режима в скважине наиболее радикальным методом следует признать использование растворов, охлажденных до отрицательной температуры. Необходимый температурный режим можно поддерживать за счет сжатого воздуха, применяемого в качестве агента для очистки забоя от выбуренных пород.

Перепад давления может быть уменьшен за счет снижения плотности раствора, гидравлических потерь в затрубном пространстве, а также вязкости, СНС и количества прокачиваемой жидкости.

Для ликвидации интенсивных поглощений, возникших в мерзлых породах, следует рекомендовать различные рецептуры быстрохватывающихся смесей, особенно те, которые приготовлены на основе тампонажного цемента с добавкой хлористого кальция.

Условия возникновения грифонов в мерзлых породах связано с бурением скважин. Это можно объяснить тем, что толща пород, достаточно надежно сцементированная льдом, не дает выходу флюиду; следовательно, можно считать, что каналы его проникновения на поверхность до бурения будут практически отсутствовать. Кроме того, в мерзлых породах на Крайнем Севере нет значительных нарушений, а трещины заполнены льдом; не имеется и складок диапирового типа.

Геологическое строение нефтяных и газовых месторождений Тюменской области подобно строению месторождений платформенного типа. Таким образом, грифоны и газопроявления обусловлены воздействием бурения на проходимые пласты, т.е. нарушением сложившегося равновесия природных процессов. Каналы для выхода флюида возникают в результате резких изменений термодинамического режима и перепадов давлений в скважине. Быстрому образованию каналов способствует большая льдистость пород, которая может достигать 70 % от объема последних.

Меры по предупреждению образования грифонов следует принимать с самого начала бурения. Нормальная проводка скважин обеспечивается при использовании качественного бурового раствора, что предупреждает или значительно снижает интенсивность проявления грифонов. Для предупреждения образования грифонов во время работ по разобщению пластов необходимо: обеспечивать концентрическое расположение колонны в скважине путем применения центрирующих фонарей; сохранять разность плотностей цементного и бурового растворов не ниже $0,5 \text{ г/см}^3$; очищать буровой раствор принимать меры против загрязнения скважины; использовать реагенты-ускорители, обеспечивающие схватывание цемента и начала его смерзания; проводить промывку скважины для предупреждения прихвата колонн и не допускать при спуске длительных остановок обсадных труб.

Прихваты инструмента в мерзлых породах при промывке забоя буровым раствором могут происходить в результате использования раствора, не соответствующего температурным условиям в скважине; сползания, выпучивания и обвалов пород; образования глинисто-песчаных сальников на инструменте; недостаточной скорости циркуляции раствора.

Смятие обсадных труб в интервале мерзлых пород представляет собой серьезное осложнение: оно встречается в ряде районов Крайнего Севера и может происходить при наличии в скважине как пресного, так и соленого растворов. В первом случае происходит явление, аналогичное вспучиванию переувлажненных пород, при котором возникает высокое давление. Во втором случае смятие труб может произойти в результате замерзания влаги с незначительным содержанием NaCl. Снижение содержания NaCl на отдельных участках происходит, во-первых, из-за диффузии ионов хлора и, во-вторых, в результате разрушения жидкости пресной воды. Смятие колонн может происходить, когда в затрубном пространстве остаются незацементированными значительные каверны и трещины, заполненные жидкостью. Расширяясь при замерзании, жидкость деформирует обсадную колонну. Основным условием предупреждения смятия обсадных колонн является поддержание естественного теплового режима в скважине и качественное цементирование. Для этого необходимо: использовать химически обработанный буровой раствор с отрицательной температурой; не допускать остановку циркуляции на длительный срок; применять цементные растворы с добавками солей CaCl₂ и NaCl, способствующих незамерзаемости растворов и их нормальному схватыванию в условиях низких температур.

Библиографический список

1. 1 Баулин В.В., Белоусова Е.В., Дубиков Т.И. Геокриологические условия Западно-Сибирской низменности. – М.: Наука, 1967. – 213 с.
2. 2 Стригоцкий С.В. Основы управления качеством строительства скважин в многолетнемерзлых породах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 179 с.
3. «Многолетнемерзлые породы как коллектор газовых и газогидратных скоплений», - В.С. Якушев, Е.В. Перлова (ВНИИГаз), Е.М. Чувилин,

(МГУ им. Ломоносова), В.В. Кондаков (НТФ «КриОС»), - Газовая промышленность, № 3, 2003 г., с 36-40.

4. Марамзин А.В. Бурение разведочных скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород / А.В. Марамзин, А.А. Рязанов. – М.: Недра, 1971. – 148 с.

5. Леонтьев Д.С., Кустышев А.В. Оценка возможности применения торфощелочного бурового раствора для бурения скважин в многолетнемерзлых породах // Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 6. – С. 29-36.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

Разбуриваемый пакер-пробка

Шаляпин Д.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Капитальный ремонт скважин – это, пожалуй, самый распространенный вид работ в нефтегазовой отрасли: каждая скважина, даже самая совершенная, со временем будет нуждаться в ремонте. Распространенными причинами вызова бригады КРС являются:

1. Заколонные перетоки;
2. Негерметичность обсадной колонны;
3. Интенсификация притоков нефти и газа;
4. Ремонтно-водоизоляционные работы;
5. Отключение обводившихся пластов.

При выполнении всего многообразия ремонтных работ применяется специальное оборудование, например, пакер. Это такое устройство, которое может применяться при изоляции некоторых зон в скважине при отдельной эксплуатации, при ликвидации негерметичности обсадной колонны, при закачке ВУ-Сов, цементов и других изоляционных материалов в места обводненности и т.д.

Существует большое количество разнообразных конструкций пакеров, самое основное, что требуется от данной устройства – это простота использования и надежность. Так, например, есть пакер состоящий из полого ствола, заглушки и упора, установочного фиксатора, приводного корпуса и штока установочного гидроцилиндра. На стволе размещены конус с шлипсами, уплотнительный элемент и фиксатор положения уплотнительного элемента с удерживающими губками. Между шлипсами и конусом размещены срезные штифты.

Существенным минусом такого исполнения пакера является сложность его конструкции (конические вкладыши, конус, фиксатор уплотнения). При изготовлении данного устройства требуется высокая точность, в противном случае нельзя ожидать от данного пакера ожидаемых результатов.

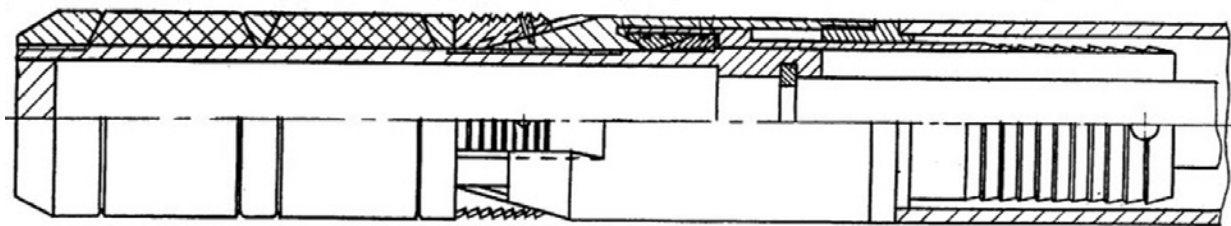


Рисунок 1. Пакер с полым стволом

Проанализировав устройства отечественных и зарубежных пакеров надувного действия, авторы пришли к выводу, что есть необходимость разработки надежного пакера-пробки надувного действия для разобщения любых интервалов.

Принцип действия, предлагаемого нами пакера-пробки:

1. Пакер-пробка спускается на колонне НКТ на необходимую глубину;
2. Сбрасывается шар с целью создания избыточного давления;
3. Шар попадает в паз подвижной втулки;
4. Начинается закачка технологической жидкости и шар сдавливает подвижную втулку, ее пружину, тем самым открываются спец. каналы для жидкости;
5. При закачки технологической жидкости происходит уплотнения пакера растягиваются и изолируют интервал;
6. После закачки жидкости необходимо произвести сброс давления для становления подвижной втулки в исходное положение.

В качестве технологической жидкости целесообразно использовать тампонажный материал с регулируемыми сроками схватывания.

Библиографический список

1. Справочник мастера КРС по сложным работам [Текст]: для студентов вузов, обучающихся по направлению 21.03.01 для подготовки бакалавров техники и технологии "Нефтегазовое дело" магистров техники и технологии 21.04.01 "Нефтегазовое дело" / Ю.В. Ваганов [и др.]; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. - 285 с.: ил., табл. - Библиогр.: с. 283.
2. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования [Текст]: учебник для подготовки и повышения квалификации слесарей по монтажу, обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования / Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдуллаев. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1985. - 392 с.

Научный руководитель: Леонтьев Д.С., ассистент.

Разработка метода оценки забойных давлений в ходе бурения с учетом процесса выноса шлама и динамических эффектов

Эльмурзиев Д.А, Водорезов Д.Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время актуальна проблема бурения интервалов неустойчивых пород с низкими пластовыми давлениями.

Породы склонные к поглощению в основном: пористые, трещиноватые и кавернозные породы. Пористые песчано-алевритовые породы имеют трещины и обладают поровой трещинной проницаемостью, трещиноватые породы имеют межзерновую пористость, а кавернозные породы разбиты микротрещинами различной раскрытости. Проницаемость песчано-глинистых пород зависит от размеров пор, которые могут быть субкапиллярными, капиллярными и сверхкапиллярными. Соединяющиеся между собой поры образуют поровые каналы, являющиеся путями движения жидкости и газа. В мелко- и среднезернистых песчаниках и алевролитах интенсивные поглощения буровых растворов не происходят, так как образующаяся при фильтрации раствора в пласт глинистая корка на стенке скважины имеет низкую проницаемость и препятствует проникновению раствора в пласт. В крупнозернистых песчаниках и алевролитах раствор фильтруется с большой скоростью. Еще больше раствор проникает в пласты конгломератов, имеющих каналы диаметром 1-5 мм и более.

Поглощения, дифференциальные прихваты, неустойчивость стенок скважин возможны при прохождении таких участков. Данные проблемы связаны с различными условиями, такими как: горно-геологические особенности (пласты с высокой проницаемостью и пористостью, наличие трещин и каверн в интервале поглощения, пласты после продолжительной эксплуатации с низким пластовым давлением.), скорость спуска колонны, параметрами бурового раствора, режимом закачки и т.д.

Но даже при правильном подборе режимов спуска колонны и плотности бурового раствора проблема поглощения может возникать из-за превышения гидростатического давления за счет зашламления бурового раствора и увеличения эквивалентной плотности промывочной жидкости по причине потерь давления в кольцевом пространстве при циркуляции. Данная работа посвящена определению оптимального расхода бурового раствора, который позволил бы достичь минимальной эквивалентной плотности при минимальном содержании шлама в растворе в кольцевом пространстве.

Т.к. в процессе бурения буровой раствор загрязняется выбуренной породой, то происходит увеличение плотности, что непосредственно увеличивает давление гидростатическое. Содержание шлама в буровом растворе и, соответственно, его плотность, тесно связано со скоростью оседания частиц. Для того чтобы в скважине у нас находился “чистый” буровой раствор необходимо увеличить скорость подачи промывочной жидкости в скважину, но

увеличение скорости подачи приводит к повышению гидродинамического давления. Таким образом решаемая задача сводится к поиску минимума функции

$$F(x) = \Delta P(x) + \Delta PG(x),$$

где x – расход буровой промывочной жидкости, л/с, ΔP – потери давления в кольцевом пространстве, Па, ΔPG – разница в гидростатическом давлении между чистым и загрязненным раствором, Па, находится по формуле

$$\Delta PG(x) = PG_{гр}(x) - PG_{ч},$$

где $PG_{гр}(x)$ – гидростатическое давление грязного раствора Па, которое является функцией от расхода буровой промывочной жидкости, $PG_{ч}$, - гидростатическое давление чистого бурового раствора.

Разницу в гидростатическом давлении между чистым и загрязненным раствором $\Delta PG(x)$ вычисляем по корреляции Мура, которая учитывает изменение скорости межфазного скольжения в зависимости от режима течения [1]. Для расчета была выбрана вертикальная скважина высотой 3000 м, средний диаметр частиц шлама был принят 3 мм, буровой раствор плотностью 1,05 гр/см³ с вязкостью 10 мПа*с. Скважина принята диаметром 215,9 мм, длина бурильной колонны диаметром 127 мм составляет 2920 м, длина УБТ диаметром 152 мм составляет 70 м. В результате расчетов $\Delta PG(x)$ получен следующий график. Как видно из графика, при расходах менее 15 л/с прирост забойного давления составляет более 10 атм, что является значительной величиной (рисунок 1).

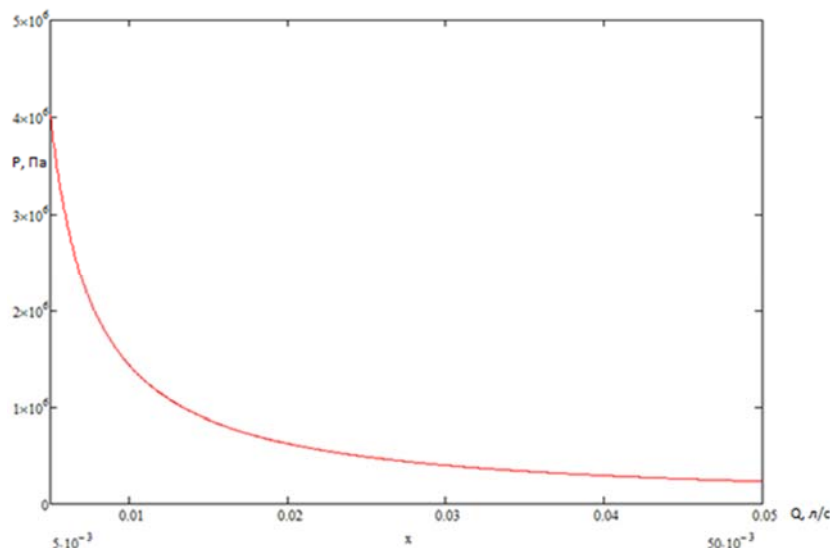


Рисунок 1. Зависимость давления от подачи

Потери давления в кольцевом пространстве $\Delta P(x)$ рассчитаны по формуле Дарси-Вейсбаха [2]. Для расчета использовалась та же скважина, что и при реализации корреляции Мура (рисунок 2).

Находя значения функции $F(x)$, которая показывает суммарный прирост давления на забой, исходя из двух обозначенных факторов, получен следующий график (рисунок 3).

Согласно предложенному подходу найден минимум прироста давления, он составляет 10,6 атм и соответствует расходу бурового раствора в 19,6 л/с.

Предложенный подход позволяет оптимизировать гидравлическую программу бурения, вскрытие продуктивного пласта и дает возможность с большей эффективностью пробурить скважину.

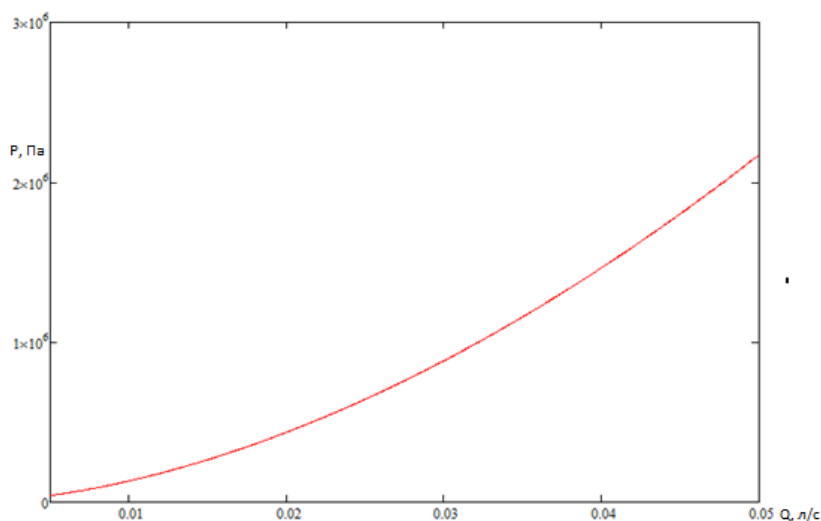


Рисунок 2. Зависимость давления от подачи по корреляции Мура

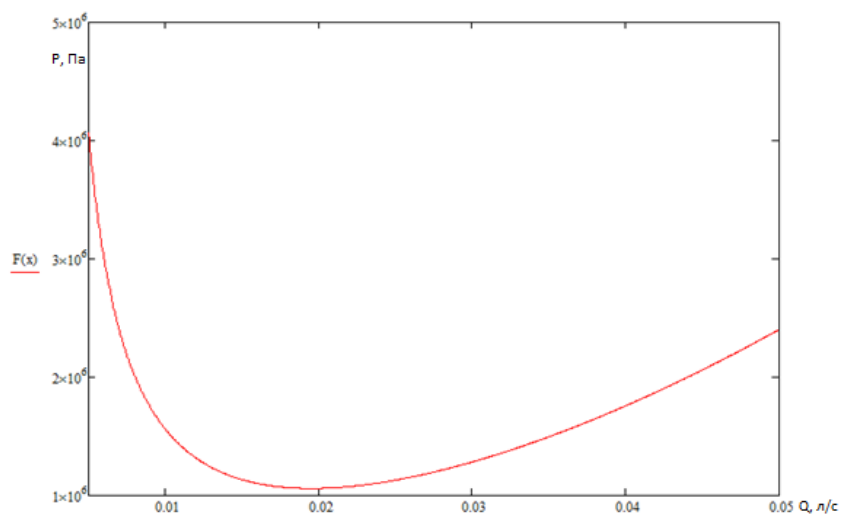


Рисунок 3. Зависимость давления от подачи формуле Дарси-Вейсбаха

Библиографический список

1. Girmaa Jiima, "Master of Science in Petroleum Technology, Drilling Specialization". - 2013.

Научный руководитель: Водорезов Д.Д., канд. техн. наук, доцент.

Научное издание

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ**

Том 2

*Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных,
газовых и газоконденсатных месторождений*

*Совершенствование технологии сооружения скважин,
бурение нефтегазопромысловых объектов*

В авторской редакции

Дизайн обложки А. В. Клеменко

Подписано в печать 28.08.2017. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 17,38.
Тираж 500 экз. Заказ № 931.

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.